



**La Palma
Renovable**



Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo compartido
en comunidades energéticas de La Palma

IMPULSOR DE LA INICIATIVA:	La Palma Renovable
AUTOR DEL ESTUDIO:	Santiago Abaitua
COLEGIADO:	COIIM 9936
FECHA:	Noviembre de 2020

- Estudio de viabilidad técnico económica -

Documento 1: MEMORIA DESCRIPTIVA

Índice:

1	Resumen ejecutivo	1
2	Antecedentes	3
3	Objeto	3
3.1	Sección técnica	4
3.2	Sección Económica	4
4	Emplazamientos	5
5	Alternativas	7
6	Tipología de consumidores	7
7	Marco regulatorio y retributivo	8
7.1	Modalidades de autoconsumo	8
7.2	Reparto de la energía autoconsumida	10
7.3	Compensación de excedentes	10
7.4	Tramitación autoconsumo con excedentes	10
8	Características técnicas de las instalaciones propuestas	17
8.1	Componentes del sistema FV	17
8.1.1	Módulos	17
8.1.2	Inversores	17
8.1.3	Estructura soporte	18
8.2	Superficies aprovechables	18
8.3	Criterios de diseño	18
8.3.1	Orientación e inclinación de los módulos	20
8.3.2	Tecnología de inversores	20
8.3.3	Conexión a red	21
8.4	Resumen de características	21
9	Datos geográficos y climatológicos	22
10	Balances energéticos	22
10.1	Perfiles de consumo	24
10.2	Producción de energía eléctrica	27
10.3	Aprovechamiento energético	28
10.3.1	Consumidor tipo residencial	29
10.3.2	Consumidor tipo comercio o PYME	31
10.3.3	Consumidor tipo organismo público	33
11	Desarrollo, construcción y explotación de los proyectos	35
12	Impacto en la comunidad energética	38
13	Análisis financiero	41
13.1	Hipótesis de cálculo	42
13.1.1	Precios y peajes de las tarifas de energía	42

13.1.2	Gastos de explotación	43
13.1.3	Presupuesto de la inversión	43
13.2	Ahorro e indicadores de rentabilidad	44
13.2.1	Consumidor residencial	45
13.2.2	Consumidor tipo comercio o PYME:	51
13.2.3	Consumidor tipo organismo público:	53
14	Conclusiones y recomendaciones	56
15	Anexos	58
A1.	Planos de implantación preliminar	1
A2.	Estimación de recurso y producción FV	2

Historial de control/revisión de documentación:

Versión	Fecha	Revisado/aprobado	Naturaleza y ubicación del cambio
V0	18/11/20	Santiago Abaitua	Versión inicial

1 Resumen ejecutivo

Este documento analiza la viabilidad técnico económica de sistemas solares fotovoltaicos (FV) de autoconsumo en los estanques de la Comunidad de Regantes de Los Sauces en la isla de La Palma. El proyecto surge a iniciativa de la asociación La Palma Renovable y pretende fomentar la participación ciudadana de modo que sea promovido por un colectivo de sujetos consumidores/prosumidores de energía solar pertenecientes a la comunidad energética.

Teniendo en cuenta las superficies disponibles se ha realizado un diseño preliminar que determina que una instalación FV a ubicar en uno de los estanques de Los Sauces, basada en paneles de silicio monocristalinos bifaciales de alta eficiencia y conectados a la red de distribución de baja tensión, es **técnicamente viable**.

El estudio analiza tres alternativas en Los Sauces: Se dispone de tres emplazamientos (estanques de agua actualmente en desuso) por lo que se analizan tres instalaciones de diferente capacidad, que según la normativa se pueden conectar en baja tensión.

En todas las alternativas está previsto que la energía generada por la instalación FV se comparta a través de la red de distribución por lo que no estará físicamente conectada a ningún consumidor en concreto y el proyecto constituirá un sistema de autoconsumo compartido a través de red próxima, con vertido a red puro, y compensación de excedentes en el marco del RD 244/2019.

Las características principales se reflejan en la tabla siguiente.

Alternativa	Localidad	Ubicación	Potencia (kWp)	Producción específica (kWh/kWp)	Producción anual (MWh)
A1	Los Sauces	Estanque 1	112	1.585	178,0
A2		Estanque 2	55	1.520	83,02
A3		Estanque 3	42	1.558	64,81

siendo la alternativa A1 la más favorable desde el punto de vista técnico.

Se considera que la comunidad energética asociada al proyecto estará constituida por varios tipos de sujetos consumidores – prosumidores de energía: residenciales, comercios o PYMES y organismos públicos (colegio).

Este estudio plantea que cada miembro de la comunidad decida el grado de participación en la instalación colectiva, es decir, elija libremente el coeficiente de reparto del autoconsumo o la fracción de la instalación colectiva que sufraga, lo que determinará la cantidad de fondos que debe aportar y la cantidad de energía FV que le corresponde para su propio autoconsumo.

El número de miembros de la comunidad energética asociada al proyecto será tanto más numeroso cuanto menor sea el coeficiente de reparto de autoconsumo que elijan los consumidores y viceversa. Por ello la tabla siguiente muestra dos valores entre los que se espera se encuentre el número total de miembros de la comunidad. El valor inferior se obtiene suponiendo que los consumidores optan mayoritariamente por un elevado coeficiente y el valor superior corresponde a un escenario en el que se decantan mayoritariamente por un coeficiente bajo:

Alternativa	Localidad	Ubicación	Potencia (kWp)	Comunidad energética (miembros)
A1	Los Sauces	Estanque 1	112	41 - 164
A2		Estanque 2	55	15 - 82
A3		Estanque 3	42	15 - 59

siendo la alternativa A1 la que más participación ciudadana podrían atraer.

La **viabilidad económica** de los proyectos es favorable ya que los consumidores reducirán sustancialmente su gasto de electricidad y el ahorro en su factura permitirá recuperar los fondos aportados para sufragar la instalación FV en un plazo razonable, siendo el periodo de retorno de la inversión y la rentabilidad financiera de la misma significativamente mejores que los que proporcionan instalaciones de autoconsumo individuales.

En la tabla siguiente se muestran los indicadores financieros para los diversos consumidores de la alternativa A1.

Consumidor	Residencial			Comercial o PYME	Organismo público
	consumo bajo (S)	consumo medio	consumo alto (L)		
Potencia contratada (kW)	3,30	4,40	5,50	12	20
Consumo anual (kWh)	1.500	2.500	4.000	50.000	45.000
Tarifa	PVPC: 2.0A			2.1 DHS	3.0A

Alternativa A1: Estanque 1 en Comunidad de regantes de Los Sauces

Coefficiente reparto (%)	0,5%	1,0%	1,0%	15,0%	15,0%
Potencia FV asignada (kWp)	0,6	1,1	1,1	16,8	16,8
Fondos aportados (€)	500	1.000	1.000	15.000	15.000
Ahorro anual (€)	79	138	162	2.551	1.801
Retorno inversión (años)	6,3	7,2	6,2	5,9	8,3
TIR (10 años)	9%	6%	10%	11%	3%

Nota: Se ha supuesto un valor medio del coeficiente de reparto de autoconsumo

Los valores numéricos presentados en este estudio son susceptibles de verse afectados y deberán ser revisados en el momento en que se aplique el nuevo sistema de peajes de transporte y distribución de electricidad publicado en el BOE vía circular de la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia). (https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-1066).

2 Antecedentes

La Palma Renovable (<https://lapalmarenovable.es/>) es una organización comunitaria impulsora del Plan Insular para una Nueva Cultura Energética (PINCE) que tiene como objetivo empezar a caminar hacia una isla de La Palma 100% renovable.

Uno de los planes de actuación de la asociación es la creación de la primera comunidad energética de La Palma (<https://lapalmarenovable.es/la-palma-renovable-trabaja-en-la-creacion-de-la-primer-comunidad-energetica-de-la-palma/>) y con ese fin se realiza el presente documento que pretende analizar la viabilidad técnica y económica de proyectos de autoconsumo en la isla, en una serie de emplazamientos identificados al efecto.

Una vez localizados los posibles emplazamientos es necesario hacer un análisis técnico económico con el fin de dimensionar los sistemas FV susceptibles de ser instalados en los emplazamientos propuestos y determinar el número y tipo de consumidores que podrían llegar a constituir la comunidad energética para lograr un aprovechamiento óptimo de la energía renovable producida que asegure la sostenibilidad del proyecto de autoconsumo compartido.

La iniciativa pretende que una gran parte del consumo energético de los miembros de la comunidad pueda abastecerse con energía generada por las instalaciones de generación solar reduciendo su dependencia de la energía de la red, procedente mayoritariamente de sistemas de generación térmicos a partir de combustibles fósiles.

El proyecto se ha de desarrollar en dos etapas: La primera comprende un estudio de viabilidad técnico económica para analizar las distintas alternativa de autoconsumo, basadas en presente marco regulatorio del Real Decreto 244/2019 que permite distintas modalidades de comercialización, entre ellas el autoconsumo compartido, con o sin excedente y en el futuro marco previsto para la comunidades energéticas.

En una segunda etapa se hará el proyecto técnico y la legalización de la instalación que se pretenda promover seleccionada entre las alternativas analizadas en el estudio de viabilidad y se pondrá en marcha la comunidad energética asociada a la instalación FV de autoconsumo compartido a través de red.

3 Objeto

El presente documento constituye un estudio de viabilidad técnico-económica de instalaciones FV de autoconsumo compartido por comunidades energéticas en la localidad de Los Sauces. Tiene por objeto realizar un prediseño de las soluciones técnicas adecuadas, determinar el colectivo de usuarios consumidores asociados a cada instalación de autoconsumo, estimar los ahorros generadas por las mismas, determinar la inversión asociada en cada caso y obtener los indicadores de rentabilidad de dichas inversiones que sirvan a La Palma Renovable para el análisis y toma de decisiones relativas al desarrollo del proyecto.

El estudio de viabilidad constará de las siguientes secciones principales:

 La Palma Renovable	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidad energética Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces, La Palma	
	Memoria	Noviembre 2020 Rev 0

3.1 Sección técnica

En esta sección se realizará un prediseño de los sistemas de generación solar FV (sujetos productores) que suministren energía eléctrica a consumir por una serie de miembros de la comunidad energética (sujetos autoconsumidores) conectados a las instalaciones generadoras a través de red (de distribución).

El prediseño requiere la preparación de planos de implantación que sirvan para ubicar y dimensionar las instalaciones y localizar los puntos de conexión a la red. Se supone en todos los casos que la conexión a red se realiza en las inmediaciones del emplazamiento, ya que en todos ellos la red de distribución de baja tensión se localiza en la vía pública, a escasos metros de distancia.

Se dimensionarán los equipos principales que componen la instalación FV y se estimará la energía generada por la misma a partir del recurso solar de los emplazamientos, la tecnología solar seleccionada y la configuración del sistema.

3.2 Sección Económica

En esta sección se estimarán los costes de construcción y se determinará el valor de la inversión necesaria para cada una de las alternativas planteadas. Además se estimarán los costes de explotación esperados y se determinarán los ahorros a obtener por los autoconsumidores de la energía renovable producida por las instalaciones FV de autoconsumo.

En base a la configuración de cada instalación, se planteará el modelo de participación y reparto de la energía autoconsumida utilizando coeficientes estáticos (y también dinámicos a modo comparativo), y se considerará el marco retributivo asociado que, acorde con la ley actual, permita optimizar tanto el valor económico de la producción esperada como la amortización de la instalación.

Se elaborará un modelo financiero básico que incorpore todas las variables que entran en juego en la obtención de los indicadores de rentabilidad y amortización de la inversión y se realizará un análisis de sensibilidad a los coeficientes de reparto, que son los parámetros más relevantes del modelo.

4 Emplazamientos

La Palma Renovable ha identificado varios emplazamientos en los que se podría ubicar una instalación FV de autoconsumo compartido, siendo objeto de este estudio tres estanques en Los Sauces.

Los estanques de la Comunidad de Regantes de Los Sauces son infraestructuras para el abastecimiento de agua de riego a las fincas agrícolas del municipio que se encuentran actualmente en desuso y en diferente estado de abandono o conservación.

En la imagen aérea se representa la ubicación de los tres estanques susceptibles de albergar una instalación de autoconsumo y en los planos de detalle se muestran las dimensiones de los mismos y la posible implantación del sistema FV.



Ubicación de los estanques de la Comunidad de regantes de Los Sauces

Las fotos siguientes fueron tomadas durante la visita a los emplazamientos.



Estanque 1



Estanque 2



Estanque 3

Los estanques 1 y 3 se encuentran en rústicos con interés económico, zona Bb31, Interés Agrícola intensiva mientras que el estanque 2 se encuentra en ámbito urbano y asentamientos rurales Zona D21, Residencial o mixto, urbano o urbanizable.



5 Alternativas

Fruto de las reuniones de trabajo mantenidas con La Palma Renovable se plantean tres posibles alternativas en Los Sauces.

Alternativa	Localidad	Características	Potencia (kWp)
A1	Los Sauces	Estanque 1	112
A2		Estanque 2	55
A3		Estanque 3	42

Las características técnicas y los criterios de diseño utilizados para establecer la potencia de cada instalación se detallan en los apartados siguientes.

Se incluye en anexo un plano de implantación de cada una de las alternativas consideradas.

6 Tipología de consumidores

Las distintas alternativas de proyectos de autoconsumo definidas en el apartado anterior están destinadas a suministrar energía solar a una serie de consumidores, miembros de la comunidad energética.

Dicha comunidad estará formada por un colectivo heterogéneo de consumidores que es necesario caracterizar para poder hacer un análisis cuantitativo y determinar el número aproximado de miembros que pueden llegar a formar parte de la misma.

Para caracterizar el colectivo se establecen 3 categorías o tipologías de consumidores pertenecientes a la comunidad energética: residencial, comercial o PYME y organismo público (colegio, ayuntamiento, etc.)

Cada tipo de consumidor tendrá un determinado perfil de consumo diario (curva de carga) que dará lugar a un consumo y gasto anual tal y como se muestra en la tabla siguiente.

Igualmente, cada tipo de consumidor estará acogido a una tarifa determinada dependiendo del valor de su potencia contratada.

En la tabla siguiente se desglosan los costes totales según los conceptos que establece la estructura tarifaria aplicable a cada consumidor.

Consumidor	Residencial			Comercial o PYME	Organismo público
	consumo bajo (S)	consumo medio	consumo alto (L)		
Potencia contratada (kW)	3,30	4,40	5,50	12	20
Consumo anual (kWh)	1.500	2.500	4.000	50.000	45.000
Tarifa	PVPC: 2.0A			2.1 DHS	3.0A
Facturación por potencia					
Término potencia (€/kW)	38,04			44,44	81,44
Facturación por energía					
Peaje acceso P1 (€/kWh)	0,0440			0,0746	0,0188
Peaje acceso P2 (€/kWh)				0,0178	0,0126
Peaje acceso P3 (€/kWh)				0,0066	0,0047
Coste Energía P1 (€/kWh)	0,0800			0,0844	0,0854
Coste Energía P2 (€/kWh)				0,0752	0,0778
Coste Energía P3 (€/kWh)				0,0654	0,0658
Término Energía P1 (€/kWh)	0,1240			0,1590	0,1042
Término Energía P2 (€/kWh)				0,0930	0,0904
Término Energía P3 (€/kWh)				0,0720	0,0704
Impuesto electricidad	5,1127%				
Alquiler equipo medida (€/día)	0,026615				
Consumo red P1 (kWh)	1.500	2.500	4.000	12.975	9.845
Consumo red P2 (kWh)				31.339	26.928
Consumo red P3 (kWh)				5.686	8.227
Consumo red total (kWh)	1.500	2.500	4.000	50.000	45.000
Gasto previsto					
Potencia contratada (€)	126	167	209	533	1.629
Energía de red (€)	186	310	496	5.387	4.038
BI impuesto electricidad (€)	312	477	705	5.920	5.667
Impuesto electricidad (€)	16	24	36	303	290
Alquiler equipo medida (€)	10	10	10	10	10
Importe factura energía (€)	337	511	751	6.233	5.966

El gasto energético anual de cada consumidor tipo se ha simulado a partir del consumo anual considerado, y se ha utilizado el comparador de ofertas de energía de la CNMC (<https://comparador.cnmc.gob.es/>) para determinar la tarifa más favorable para cada tipo de consumidor.

7 Marco regulatorio y retributivo

7.1 Modalidades de autoconsumo

El Real Decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica establece las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Lo dispuesto en este Real Decreto resulta de aplicación a las instalaciones y sujetos acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Estas modalidades son:

- **Autoconsumo SIN excedentes:** Instalaciones de autoconsumo conectadas a la red de distribución o transporte que disponen de un sistema antivertido tal que impida la inyección de energía eléctrica excedentaria a la red de transporte o de distribución. *Este no es el caso que nos ocupa.*
- **Autoconsumo CON excedentes** Instalaciones que, además de suministrar energía eléctrica para autoconsumo, pueden inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución.

A este grupo pertenecerán las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo (tanto en red interior como las que utilicen la red de distribución o transporte). Dentro de este grupo las instalaciones CON excedentes podrán ser:

- **Autoconsumo CON excedentes ACOGIDA A COMPENSACIÓN** Instalaciones de autoconsumo CON excedentes, en los que productor y consumidor optan por acogerse al sistema de compensación de excedentes. *Este sí es el caso que nos ocupa.*
- **Autoconsumo CON excedentes NO ACOGIDA A COMPENSACIÓN:** Pertenecerán a esta modalidad todos los autoconsumos con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad anterior, o que voluntariamente opten por no acogerse a ella. En este caso, los excedentes se venderán en el mercado eléctrico. *Este no es el caso que nos ocupa.*

Dentro de cada modalidad de autoconsumo, el autoconsumo podrá clasificarse en **individual**, si solo existe un consumidor asociado a la instalación o instalaciones de producción, o **colectivo**, si se trata de varios consumidores asociados.

Podrán instalarse elementos de almacenamiento asociados a las instalaciones de producción en todas las modalidades de autoconsumo.

Para acogerse a cualquier modalidad de autoconsumo, es necesario que el consumidor o consumidores asociados dispongan de un contrato de suministro de electricidad. Los consumidores que no dispongan de un contrato de acceso para sus instalaciones de consumo, deberán suscribir un contrato de acceso con la empresa distribuidora directamente o a través de la empresa comercializadora.

Debe tenerse en cuenta que un consumidor sólo podrá estar asociado a una modalidad de autoconsumo a la vez. *Esta condición se tendrá en cuenta en este estudio.*

Tanto en autoconsumo individual como colectivo, podrán participar instalaciones de generación conectadas en la red interior de los consumidores e instalaciones de generación conectadas a través de red. *Este último es el caso que nos ocupa.*

En cualquiera de las dos modalidades de autoconsumo descritas (SIN excedentes o CON excedentes), el consumidor y el propietario de la instalación generadora (o instalaciones generadoras, de una o varias tecnologías) pueden ser personas físicas o jurídicas diferentes.

	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidad energética Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces, La Palma		
	Memoria	Noviembre 2020	Rev 0

7.2 Reparto de la energía autoconsumida

Los consumidores que pertenezcan a instalaciones de autoconsumo colectivo acordarán el sistema de reparto de la energía que produzca la instalación de autoconsumo que se reflejará en un “Acuerdo de reparto de energía” firmado por todos los consumidores asociados.

Para determinar el criterio de reparto de energía, los participantes deberán llegar a un acuerdo entre ellos para determinar los coeficientes de reparto aplicables, con el criterio que consideren más oportuno, con la única limitación de que sean valores constantes y de que la suma de todos los coeficientes sea la unidad.

En este estudio se consideran diferentes escenarios de reparto de energía según se utilicen coeficientes de reparto dinámicos o estáticos. El reparto mediante coeficientes dinámicos no está actualmente suficientemente regulado y no puede utilizarse pero servirá para establecer una comparación con el mecanismo de reparto mediante coeficientes estáticos.

7.3 Compensación de excedentes

Todas las alternativas contempladas en este estudio suponen instalaciones inferiores a 100 kW por lo que en los casos en los que se exista energía excedentaria procedente de la instalación de producción que no es consumida por los autoconsumidores, esta se verterá a la red pero no será vendida en el mercado eléctrico sino que se acogerá al mecanismo de compensación de excedentes que contempla el RD 244/2019 por un valor determinado (1).

No se conoce, en la fecha de elaboración de este estudio, el valor de los peajes 2.0TDA y 3.0TDA que corresponderá a la energía autoconsumida como pago por el uso de la red de distribución (en el caso de instalaciones próximas a través de red) que contempla la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Por dicho motivo no se aplicará ningún peaje a la energía excedentaria pero sí se considera con criterio conservador un valor para dicha energía (1) inferior al del precio medio horario del mercado OMIE de los tres últimos años.

7.4 Tramitación autoconsumo con excedentes

La modalidad de autoconsumo que aplica para los proyectos considerados en este estudio es, con carácter general, el Autoconsumo Colectivo CON EXCEDENTES acogido a compensación.

Habrán casos en los que el número de consumidores sea muy elevado y no se produzcan excedentes pero en ningún caso se contempla la utilización de dispositivos antivertido que impidan el vertido de excedentes en la red ya que la instalación de producción debe necesariamente verter toda su energía en la red ya que es a través de dicha red como se comparte la energía procedente del autoconsumo.

La tramitación administrativa de las instalaciones de autoconsumo se desarrollará a nivel estatal, autonómico y local, además de trámites con la empresa distribuidora.

Es necesario aclarar que la conexión de las instalaciones de producción y consumo puede realizarse de dos maneras, a través de red interior o a través de red de distribución.

	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidad energética Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces, La Palma	
	Memoria	Noviembre 2020 Rev 0

En todas las alternativas consideradas en este estudio la instalación generadora se unirá a los consumidores asociados utilizando la red pública de distribución.

En esta modalidad de autoconsumo los actores serán los siguientes:

- **Consumidor** Titular del suministro
- **Productor** Titular de la instalación
- **Titular de la instalación** El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE
- **Propietario** Puede ser diferente del consumidor y del productor

7.4.1.1 Diseño de la Instalación

Al ser la potencia prevista superior a 10 kW con conexión en baja tensión será necesario preparar un proyecto técnico redactado y firmado por un técnico titulado competente.

Tanto en la memoria como en el proyecto deberá aparecer toda la información y documentación técnica de la instalación.

Así mismo es necesario que la empresa instaladora habilitada incluya el cálculo del consumo eléctrico que puedan tener los servicios auxiliares de la instalación y el porcentaje que estos servicios auxiliares representan respecto de la energía neta generada por la instalación, puesto que en caso de ser inferiores al 1% de la energía generada en cómputo anual se considerarán despreciables

7.4.1.2 Permisos de acceso y conexión

Las instalaciones de potencia superior a 10 kW en suelo no urbanizado, las instalaciones mayores de 15 kW en suelo urbanizado y las de potencia superior a éstas pero inferior a 100 kW en cualquier circunstancia, deberán seguir el procedimiento regulado en los RD 1183/2020 y RD 1699/2011 que se describe a continuación.

El promotor de la instalación deberá remitir a la compañía distribuidora una solicitud con:

- Nombre, dirección, teléfono u otro medio de contacto del promotor.
- Ubicación concreta de la instalación de generación, incluyendo la referencia catastral.
- Esquema unifilar de la instalación.
- Punto propuesto para realizar la conexión.

Se incluirán las coordenadas UTM si fueran conocidas por el solicitante y propuesta de ubicación del punto de medida de acuerdo con lo establecido en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por RD 1110/2007, de 24 de agosto, y normativa de desarrollo.

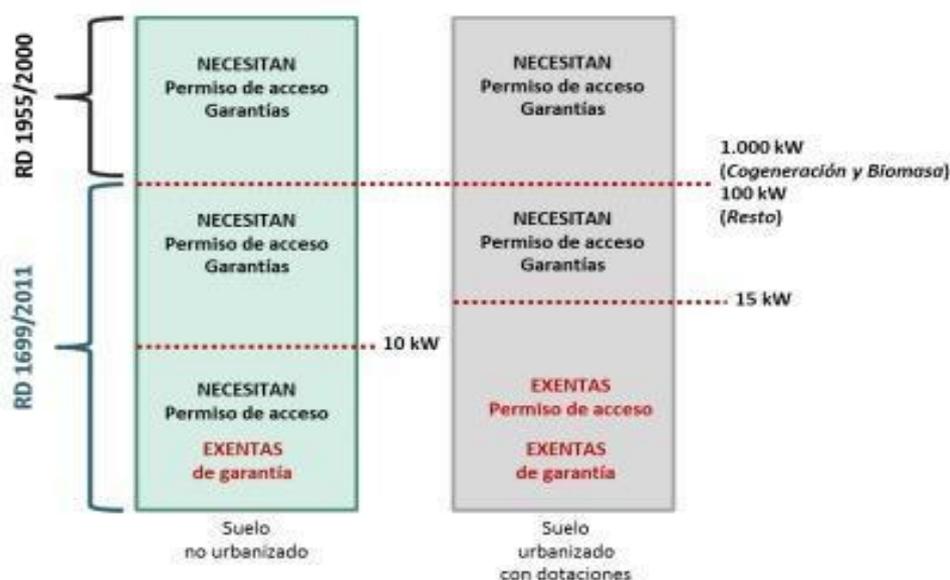
- Propietario del inmueble donde se ubica la instalación.
- Declaración responsable del propietario del inmueble dando su conformidad a la solicitud de punto de conexión si fuera diferente del solicitante.
- Descripción de la instalación, tecnología utilizada y características técnicas de la misma, entre las que se incluirán las potencias pico y nominal de la instalación, modos de conexión y, en su

	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidad energética Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces, La Palma	
	Memoria	Noviembre 2020 Rev 0

caso, características del inversor o inversores, descripción de los dispositivos de protección y elementos de conexión previstos, así como los certificados de cumplimiento de los niveles de emisión e inmunidad a que hace referencia el artículo 16 del mismo RD 1699/2011.

- Justificante de haber depositado la garantía económica correspondiente de 40€/kW, ante el órgano de la Administración competente (Caja de Depósitos) según lo previsto en el RD 1183/2020.

- Notificación de la Dirección General de Industria y Energía sobre la adecuada constitución de la garantía para que el gestor de la red pueda admitir la solicitud.



Fuente: IDAE

En Canarias el instalador debe solicitar a la compañía distribuidora el Código de Autoconsumo (CAU) a través de ATRgeneradores.edistribucion@enel.com. El instalador podrá componer el CAU siguiendo esta pauta (CUPS+A000) tras solicitarlo y completar el certificado de la instalación.

En cualquier caso la solicitud de acceso y conexión deberá seguir el procedimiento regulado en el Real Decreto 1183/2020 y deberá realizarse a través de la compañía distribuidora tal y como se describe a continuación:

- Garantía económica para tramitar la solicitud de acceso a la red de distribución: Antes de realizar la solicitud de acceso a la red de distribución deberá presentar el resguardo acreditativo de haber depositado una **garantía económica** por una cuantía equivalente a 40 €/kW instalados. La finalidad de la garantía será la obtención de la autorización de explotación. En el caso de Canarias dicha garantía se depositará ante la Caja General de Depósitos.
- Acceso y punto de conexión: Para establecer la conexión directa de una nueva instalación a la red de distribución deberá remitirse la solicitud al gestor de la red de distribución de la zona. Dicha **solicitud de acceso a la red de distribución** contendrá

	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidad energética Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces, La Palma	
	Memoria	Noviembre 2020 Rev 0

la información necesaria para que el gestor de la red de distribución de la zona pueda realizar los estudios necesarios para establecer la existencia de capacidad de acceso.

- Respuesta a la solicitud con la propuesta de condiciones de acceso y conexión: El gestor de la red de distribución de la zona en el plazo máximo de quince días comunicará sobre la existencia de capacidad suficiente de la red de distribución en el punto de conexión solicitado. Una vez obtenido el informe favorable sobre la suficiente capacidad de acceso a dicha red en el punto requerido, el peticionario presentará a la empresa distribuidora propietaria de la red en dicho punto, el **proyecto básico de la instalación y su programa de ejecución**. A los efectos de petición de la conexión, la comunicación del gestor de la red de distribución tendrá una validez de seis meses.
- Una vez finalizados los trabajos se procederá a la firma del contrato técnico de acceso, a realizar la conexión a la red y a la verificación por parte del distribuidor.

7.4.1.3 Autorizaciones ambientales y de utilidad pública

En Canarias el trámite de evaluación ambiental se encuentra regulado por la Ley 4/2017 de 13 de julio, del Suelo y de los Espacios Naturales Protegidos de Canarias (BOE nº 216 de 8 de septiembre de 2017):

- Proyectos sometidos a evaluación ambiental ordinaria. Proyectos que afecten a la Red Natura 2000 si así lo estima el órgano ambiental. *Este no es el caso que nos ocupa.*
- Proyectos sometidos a evaluación ambiental simplificada. Resto de instalaciones eólicas cuando excedan de 100 kW de potencia total. Instalaciones fotovoltaicas no instaladas sobre cubiertas o tejados de edificios o en suelos urbanos y que ocupen una superficie mayor de 10 hectáreas. *Este no es el caso que nos ocupa.*

Por tanto, los proyectos FV de autoconsumo promovido por La Palma Renewable no estarían sometidos a ninguno de los procedimientos de evaluación ambiental al no encontrarse en ninguno de los supuestos anteriores.

No se prevé que sea necesario solicitar la declaración de utilidad pública de los proyectos ya que tanto las instalaciones FV como las líneas de conexión a red no afectarán bienes y derechos de terceros.

Por otro lado los terrenos donde se pretenden construir las instalaciones FV son suelos permitidos por el ordenamiento.

7.4.1.4 Autorización Administrativa previa y de construcción

Al tener una potencia <100kW no es necesario solicitar la autorización administrativa, tanto previa como de construcción, ante la consejería de industria de la comunidad autónoma.

7.4.1.5 Licencia de obras e impuesto de construcciones y obras (ICIO)

Permiso de obras según la normativa municipal vigente en el emplazamiento elegido.

En función de las características de la instalación de generación, la normativa municipal definirá si es suficiente con realizar una **declaración responsable de obra y/o una comunicación previa de obra**. En ambos casos, esta modalidad de permiso habilita el inicio de la actuación de forma inmediata sin esperar respuesta.

	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidad energética Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces, La Palma	
	Memoria	Noviembre 2020 Rev 0

Sin embargo, la normativa municipal podría obligar a la **solicitud de licencia de obra**. Esta solicitud puede implicar un trámite ordinario o simplificado, pero en cualquier caso exige la respuesta y concesión del permiso municipal.

Así mismo, la clasificación de la obra puede ser menor o mayor. En este último caso se requerirá **proyecto firmado por técnico competente**.

Igualmente deberá liquidarse la tasa y el impuesto de construcciones y obras (**ICIO**), regulado por la Ley Reguladora de Haciendas Locales (RD Legislativo 2/2004 5 Marzo). Este impuesto puede encontrarse bonificado hasta en un 95%.

Adicionalmente los ayuntamientos pueden considerar bonificaciones sobre el impuesto de bienes inmuebles (**IBI**) por inversiones en energías renovables de hasta el 50% del impuesto.

Debe verificarse qué validez se otorga a la licencia de obras para tenerlo en cuenta en la planificación de las actuaciones, y si la concesión de esta licencia obliga a realizar algún trámite ulterior, como la presentación de certificaciones fin de obra e incluso reliquidaciones del ICIO.

7.4.1.6 Ejecución de las Instalaciones

En cuanto a las configuraciones de medida para las instalaciones de autoconsumo CON excedentes, deberán tomarse en cuenta los requisitos generales de medida y gestión de la energía recogidos en el reglamento de puntos de medida (RD 1110/2007 de 24 agosto) y los requisitos particulares recogidos en la normativa específica de autoconsumo (RD244/2019 de 5 abril).

7.4.1.7 Certificado de instalación y/o certificados de fin de obra

Finalizadas las obras y realizadas las verificaciones e inspección inicial, las empresas instaladoras BT deberán emitir un **Certificado de Instalación**, suscrito por un instalador autorizado que pertenezca a la empresa, según modelo y procedimiento establecidos por la comunidad autónoma. Este certificado de instalación será emitido por la empresas instaladoras ejecutoras de la instalación..

Además de los certificados de las instalaciones eléctricas será necesario presentar un **certificado final de obra firmado** por el técnico competente, que certifique que la instalación se ha realizado de acuerdo con el proyecto técnico de la instalación y a la normativa vigente.

7.4.1.8 Autorización de Explotación

Se trata de un trámite autonómico. En Canarias viene regulada por los artículos 12 y 15 del Decreto 141/2009, de 10 de noviembre. Las instalaciones de autoconsumo de $P < 100$ kW no requieren solicitud de autorización de explotación pero sí comunicación previa al Centro Directivo competente en materia de energía acreditando el cumplimiento de todos los requisitos que se establecen a continuación:

- Dos ejemplares, como mínimo, del Documento Técnico de Diseño correspondiente (Proyecto o Memoria Técnica de Diseño), en función del tipo de instalación, que será elaborado y firmado por el técnico competente o por el profesional cualificado de la empresa instaladora autorizada. En el caso de que se trate de un proyecto, deberá incorporar el visado simple y un visado de conformidad y calidad, en los términos

establecidos en el artículo 47. Dicho visado de conformidad y calidad será potestativo en el caso de tratarse de una memoria técnica de diseño.

- Dos ejemplares del Certificado de Dirección y Finalización de Obra (en aquellos casos donde sea preceptiva la presentación de un proyecto), emitido por el técnico director de obra y visado por el Colegio oficial correspondiente, que se ajustará al modelo indicado en el anexo VI. Dicho Certificado contendrá una relación de todas aquellas otras instalaciones eléctricas situadas aguas abajo cuya potencia nominal supere los 10 kW, que estén vinculadas al mismo complejo o unidad constructiva, cualquiera que sea su naturaleza y que hayan sido sometidas al correspondiente procedimiento de autorización.
- Cinco ejemplares del Certificado de Instalación, remitido por la empresa instaladora autorizada que ejecutó las obras, según impreso oficial (ver anexo V) y al que se adjuntará, en el caso de instalaciones de baja tensión, el correspondiente Manual de Instrucciones.
- Para aquellas instalaciones de Baja Tensión que lo requieran conforme a lo establecido en el anexo VII, se aportarán un ejemplar del Certificado de Inspección inicial de un OCA y del contrato de mantenimiento, firmado entre el titular de la instalación y una empresa instaladora autorizada o, en su defecto, la acreditación de que se tiene capacidad de automantenedor, en los términos establecidos en el artículo 53

7.4.1.9 Contrato de acceso para la instalación de autoconsumo

Para cualquier modalidad de autoconsumo, si el consumidor no tuviera un **contrato de acceso** previo para sus instalaciones de consumo deberá suscribir un contrato de acceso con la empresa distribuidora directamente o a través de la empresa comercializadora en el que se refleje la modalidad de autoconsumo.

En caso de contar ya con un **contrato de acceso**, se debe realizar una comunicación a la empresa distribuidora (a través de la comercializadora que dé servicio al consumidor o directamente) para que se habilite la posibilidad de la contratación del autoconsumo, y posteriormente contactar con el comercializador para que modifique el contrato existente y refleje en él la modalidad de autoconsumo elegida.

Igualmente será necesario que se haya firmado el contrato de suministro de los servicios auxiliares (si fuese aplicable).

7.4.1.10 Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares

Al tratarse de instalaciones de generación de tecnología renovable de potencia menor de 100 kW el titular de la instalación de producción no precisa **contrato de acceso y consumo para los servicios auxiliares** de producción.

7.4.1.11 Licencia de Actividad

Las instalaciones en autoconsumo CON excedentes acogidas a compensación no realizan actividad económica ya que venden la energía sobrante al mercado por lo que no precisan licencia de actividad del ayuntamiento

	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidad energética Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces, La Palma	
	Memoria	Noviembre 2020 Rev 0

7.4.1.12 Inscripción en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica

Todas las instalaciones de autoconsumo deberán estar inscritas en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica que puede formalizarse telemáticamente a través de la web del MITECO.

<https://sede.miteco.gob.es/portal/site/seMITECO/ficha-servicio?accionClass=informacionServicioAction&idServicioLisrado=36&idSubOrgano=197>

7.4.1.13 Inscripción en el registro administrativo de instalaciones productoras de energía eléctrica (RAIPRE)

Tal y como establece el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos todas las instalaciones productoras de energía eléctrica deberán estar inscritas en el registro administrativo de instalaciones productoras de energía eléctrica que realizarse telemáticamente a través de la sede electrónica del Gobierno de Canarias (<https://sede.gobcan.es/sede/tramites/914#>)

7.4.1.14 Contrato de venta de energía

Al tratarse de instalaciones en autoconsumo CON excedentes acogidas a compensación no será necesario **formalizar un acuerdo de representación en el mercado** con una compañía comercializadora para la venta de energía excedentaria.

8 Características técnicas de las instalaciones propuestas

El principio de funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico conectado a red consiste en captar la energía del sol por medio de las células solares de materiales semiconductores (silicio cristalino o amorfo, telurio de cadmio, etc.) contenidas en paneles conectados entre sí constituyendo un campo solar que genera una corriente continua que es convertida en alterna mediante unos equipos convertidores llamados inversores. Esta corriente alterna en baja tensión se puede inyectar directamente a la red eléctrica en el punto de interconexión de la instalación de manera similar a como lo hacen las centrales eléctricas, cuando la conexión se realiza a una red de distribución de baja tensión. Si la red de distribución es en media o alta tensión es preciso elevar el voltaje mediante transformadores de potencia. En este caso se considera que las instalaciones FV se conectarán a la red BT (baja tensión) próxima a las mismas.

8.1 Componentes del sistema FV

Una instalación FV conectada a red se compone, en general, de una serie de equipos, accesorios y elementos. La particularidad de cómo van integrados y conectados entre sí en el sistema constituye el diseño particular de la instalación sobre el que se hará una pequeña descripción. No es objeto de este documento realizar una descripción técnica detallada de la instalación sino considerar un diseño básico que sirva para la realización de los cálculos de rentabilidad del estudio.

8.1.1 Módulos

Los paneles o módulos FV son los elementos que generan energía eléctrica cuando se encuentran sometidos a una radiación solar. Por medio de la agrupación serie y paralelo de paneles se consigue incrementar la tensión y la intensidad del campo FV hasta valores óptimos para su conexión a red. Una conexión en serie de módulos se conoce con el nombre de cadena (string) y una agrupación en paralelo de cadenas como array.

En este estudio se analizará la viabilidad de una instalación basada en módulos de silicio monocristalino bifaciales, tecnología que ofrece un elevado rendimiento permitiendo el óptimo aprovechamiento del limitado espacio disponible.

En anexo se incluyen las hojas de características técnicas de los paneles considerados en este estudio.



8.1.2 Inversores

Los inversores son equipos que sirven para transformar la corriente y el voltaje generado por los paneles en corriente continua (cc) a corriente y tensión alterna trifásica (ca) de igual frecuencia que la de la red eléctrica.

Hay equipos de diferentes tamaños y potencias en el mercado y son la solución comúnmente aceptadas en la práctica para los



sistemas fotovoltaicos del rango de potencia en el que se encuentran las analizadas en este estudio.

8.1.3 Estructura soporte

Los módulos fotovoltaicos deben ir instalados sobre estructuras ancladas al suelo cuando se realizan con elementos metálicos o sobre perfiles conformados en hormigón directamente apoyados sobre el suelo, con peso propio suficiente para resistir las cargas de viento que actúan sobre la superficie de los módulos.

El diseño de la estructura cobra especial importancia en el caso de los estanques de agua, ya que se deberá utilizar una solución que permita el normal funcionamiento de los estanques, aunque se encuentren actualmente en desuso. Para este tipo de aplicación resultan idóneas las estructuras de pilares ligeros y cables de acero que permiten salvar grandes luces con mínima ocupación del espacio sobre el que van instaladas tal y como se muestra en la imagen.



Sujeción de paneles con cable de acero

8.2 Superficies aprovechables

En la tabla siguiente se muestran las superficies disponibles en cada una de las alternativas.

Alternativa	Localidad	Emplazamiento	Superficie (m ²)
A1	Los Sauces	Estanque 1	1.400
A2		Estanque 2	770
A3		Estanque 3	530

En el anexo correspondiente se incluye un plano preliminar de implantación donde se representa la instalación propuesta.

8.3 Criterios de diseño

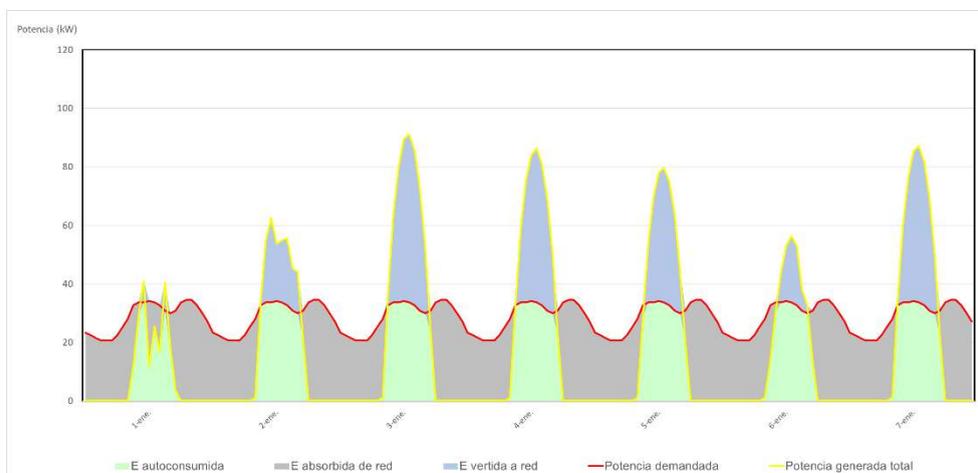
Es práctica habitual en el diseño de sistemas de autoconsumo individual dimensionar la instalación en función de la demanda de la instalación consumidora, siempre que no haya limitaciones de espacio, buscando un elevado grado de aprovechamiento que minimice la energía vertida a la red, con el fin de obtener la mayor rentabilidad posible de la inversión. No obstante también se dan casos en los que se sacrifica en parte la rentabilidad cuando priman otros intereses, de tipo ambiental o estético, y se adoptan soluciones en las que el grado de aprovechamiento (% de autoconsumo) no es necesariamente el máximo posible.

En sistemas de autoconsumo colectivo no se debe considerar el perfil de consumo individual sino la demanda agregada de todos los consumidores la cual presenta un perfil de consumo mucho más definido que cualquier perfil de demanda individual. Tiene sentido, por tanto, definir la capacidad de la instalación a partir de la superficie disponible, tratando de maximizar su tamaño y, una vez determinada la capacidad de la instalación, reunir el mayor número posible de consumidores de modo que la demanda agregada de la comunidad sea superior en todo momento a la producción del sistema de autoconsumo de manera que no se produzcan vertidos y lograr un grado de aprovechamiento total de la de la energía generada.

El mayor o menor aprovechamiento de la energía producida por el sistema FV dependerá de la posición de la curva de demanda agregada frente a la de la curva de generación de la instalación FV.



En la gráfica anterior se representa la curva de generación de un sistema FV que no da lugar a excedentes, en el que se logra un 100% de aprovechamiento de la energía producida (autoconsumo) al situarse la curva de producción por debajo de la curva de demanda agregada de los consumidores. Esta sería la situación típica de una comunidad energética muy numerosa en la que la demanda agregada supera ampliamente la producción del sistema FV.



En este otro caso se observa cómo sí se producen excedentes al situarse la curva de demanda agregada por debajo de la curva de producción salvo en determinados momentos en los que

	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidad energética Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces, La Palma	
	Memoria	Noviembre 2020 Rev 0

disminuye la generación solar por efecto de las nubes (véase el día 1 enero en la gráfica). Esta sería la situación típica de una comunidad energética poco numerosa en la que la demanda agregada sería notablemente inferior a la capacidad de la instalación FV.

Las configuraciones posibles y las soluciones son múltiples e ilimitadas en la práctica pero en este caso, en el que se pretende reunir la mayor participación de miembros de la comunidad energética, se tratará de aprovechar al máximo las superficies existentes y el dimensionamiento del sistema de autoconsumo se realizará bajo el criterio de maximización de la capacidad instalada.

En el análisis energético posterior se observará cómo la mayor o menor cantidad de sujetos consumidores que conformen la comunidad energética permitirá que la curva de demanda se sitúe o no por encima de la curva de producción lo que implicará mayor o menor aprovechamiento de la energía de autoconsumo.

Se evitará, no obstante, superar la barrera de los 100 kW de modo que la instalación se pueda conectar a la red de distribución en baja tensión y se encuentre en el ámbito de aplicación del RD 1699/2011 de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

8.3.1 Orientación e inclinación de los módulos

En proyectos en los que la disponibilidad de suelo es limitada cobra especial importancia realizar una implantación que consiga maximizar ambos valores. Por dicho motivo se plantea la utilización de estanques de agua de riego.

En el diseño de sistemas FV se debe determinar los valores de inclinación y separación de los paneles que proporcionen los valores óptimos de producción de energía y aprovechamiento del espacio disponible.

A mayor separación entre filas de paneles menor aprovechamiento de la superficie disponible y menor capacidad instalada. A mayor inclinación de paneles mayor necesidad de separación entre filas para evitar pérdidas por sombreado. Reducir la inclinación favorece el aprovechamiento del espacio en detrimento de la producción. En cualquier caso será necesario mantener una separación mínima entre filas de paneles que permitía el acceso de personal para construcción y mantenimiento.

No es objeto de este documento realizar un diseño óptimo de la instalación FV aunque sí se realiza una implantación preliminar para determinar la cantidad de módulos que es posible instalar en cada caso, lo que proporcionará la capacidad total de las instalaciones.

8.3.2 Tecnología de inversores

En sistemas del rango de potencia que nos ocupa la práctica habitual es seleccionar inversores string de la mayor capacidad posible al objeto optimizar los costes de inversión. Por ello se plantea la utilización de un inversor de la potencia total de la instalación o dos a la suma fraccionando el campo de generación en dos partes.

8.3.3 Conexión a red

En cada punto de conexión a la red interior se instalará un equipo de medida de forma que se pueda registrar la producción neta (descontadas las propias pérdidas) del sistema de generación.

8.4 Resumen de características

En la tabla mostrada a continuación se resumen las características principales del sistema FV propuesto en cada alternativa:

Instalación FV de la comunidad de regantes de Los Sauces:

Alternativa	Características	Potencia (kWp)	Inversor (kW)	Serie	Paralelo	Inclinación	Separación ejes filas (m)	Acimut
A1	Estanque 1	112	100	18	12	15	4	-18°
A2	Estanque 2	55	50	15	7	15	3.5	-38°
A3	Estanque 3	42	36	10	8	15	3.5	-13°

Siendo las características de los equipos las siguientes (o similares):

- Módulos fotovoltaicos: marca Jinko Solar, modelo Tiger Pro, TR Bifacial 72M, de 520 Wp
- Inversor tipo string modelo Sungrow
- Tensión de generación máxima en CC: 1000 V
- Tensión de generación en CA y conexión a red trifásica a 400V

9 Datos geográficos y climatológicos

Los datos de irradiancia solar utilizados en los cálculos de producción realizados con el software PVsyst se han tomado de la base de datos solar Meteonorm que se consideran suficientemente fiables y se encuentran directamente disponibles en la base de datos de dicho programa.

Se ha comparado el valor de radiación horizontal anual proporcionado por Meteonorm (2.007 kWh/m², véase en el estudio de producción incluido en anexo) con el valor proporcionado por otra fuente de datos de reconocido prestigio como Solargis (2.020 kWh/m², véase en la imagen) observándose valores similares. Al no obtenerse diferencias sustanciales (inferior al 1%) se ha utilizado Meteonorm por sencillez a la hora de realizar los cálculos con PVsyst.

Ilustración 1. Radiación solar en Los Sauces, La Palma



Puede observarse que el proyecto se encuentra en una zona con una radiación sensiblemente inferior a otras zonas de la isla.

10 Balances energéticos

Para calcular de manera rigurosa y precisa el grado de aprovechamiento de la energía procedente del autoconsumo, es decir, los porcentajes de autosuficiencia y autoconsumo de cada consumidor tipo, será necesario realizar balances energéticos horarios en los que se obtengan los valores de la energía autoconsumida, la energía vertida a red (excedentes) y la energía absorbida (o respaldo) de red a partir de los valores de la energía producida por la instalación FV y de la energía demandada por el consumidor.

Utilizando los valores horarios de producción y consumo se realiza un balance energético horario que determinará por un lado la parte de la producción que es autoconsumida y la que es vertida a red, y por otro lado, la parte de la energía demandada que procede del sistema de autoconsumo (% autosuficiencia) y la parte que procede de la red (% respaldo).

	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidad energética Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces, La Palma		
	Memoria	Noviembre 2020	Rev 0

$$E \text{ autoconsumida} = E \text{ producida} - E \text{ vertida} = E \text{ demandada} - E \text{ respaldo}$$

Los balances energéticos se realizarán para cada una de las alternativas a estudio y para todos los consumidores tipo supuestos y en todos los casos considerados (según el coeficiente de reparto establecido).

A partir de dichos balances se obtendrán los ratios mostrados en las tablas incluidas a continuación, que se obtienen a partir de las siguientes expresiones.

Desde el lado de la producción:

$$\% \text{ Autoconsumo} = E \text{ autoconsumida} / E \text{ Producida}$$

$$\% \text{ Vertido} = E \text{ Vertida} / E \text{ Producida}$$

$$\text{Siendo: } \% \text{ Autoconsumo} + \% \text{ Vertido} = 100\%$$

Desde el lado de la demanda:

$$\% \text{ Autosuficiencia} = E \text{ autoconsumida} / E \text{ demandada}$$

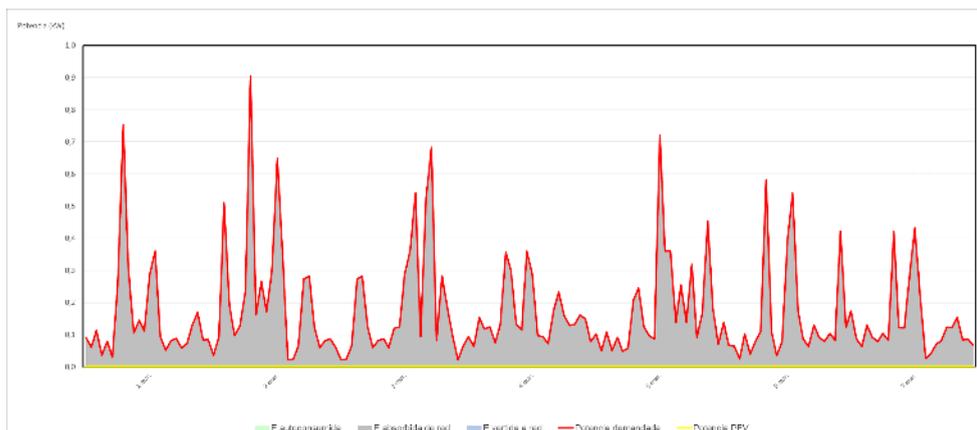
$$\% \text{ Respaldo} = E \text{ respaldo} / E \text{ demandada}$$

$$\text{Siendo: } \% \text{ Autosuficiencia} + \% \text{ Respaldo} = 100\%$$

10.1 Perfiles de consumo

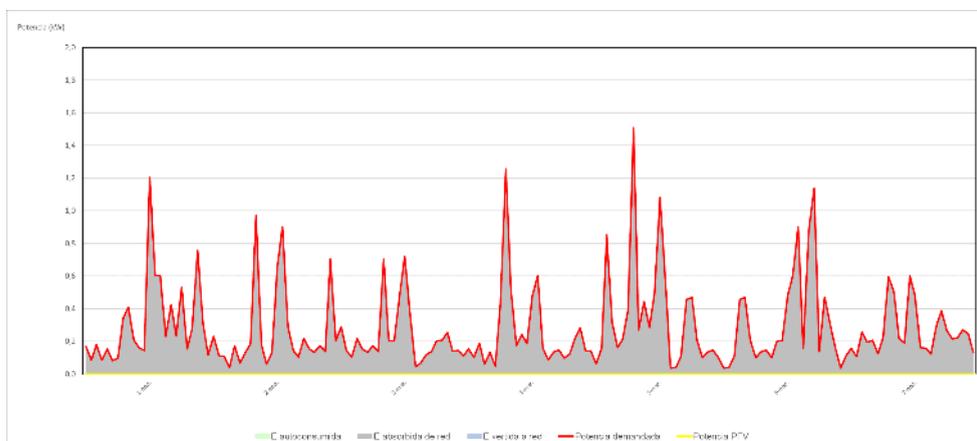
Cada uno de los consumidores tipo que conformarán la comunidad energética tendrá un perfil de consumo característico tal y como se muestra a continuación.

Consumidor residencial de bajo consumo (S):

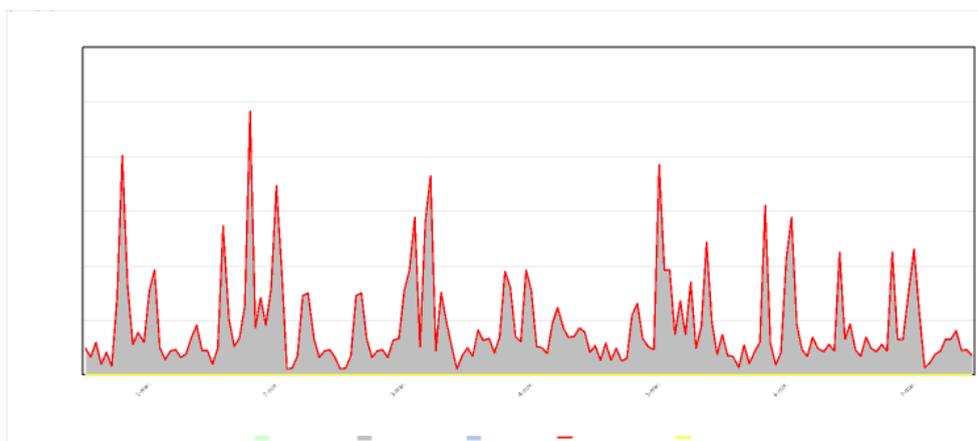


El área gris representada bajo la curva roja constituye la energía absorbida de red que representará para un intervalo de un año el consumo total anual de electricidad del consumidor tipo.

Consumidor residencial de consumo medio (M):

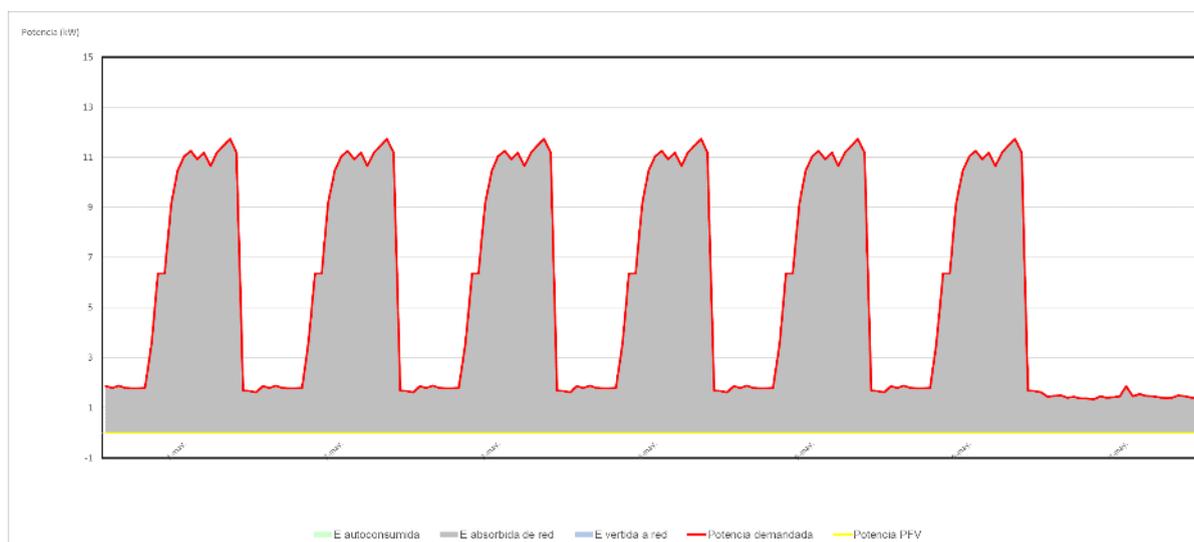


Consumidor residencial con consumo elevado (L):



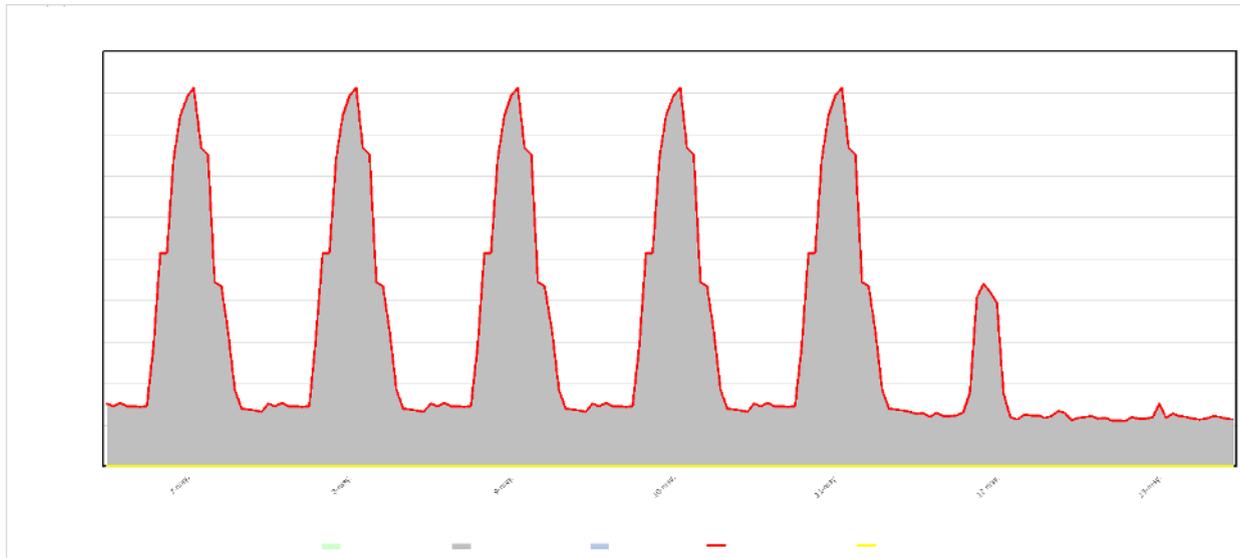
Los consumidores residenciales no tienen generalmente un patrón de consumo definido. La máxima demanda suele producirse cuando entran en funcionamiento los electrodomésticos de mayor consumo como el horno, la vitrocerámica o el termo de agua caliente. Las horas del día en las que se cocina suelen variar y la utilización de los aparatos también, con lo que la curva de carga muestra grandes fluctuaciones de consumo, sin forma definida, si acaso con mayor concentración de puntas en las horas previas al desayuno, comida y cena.

Consumidor tipo comercio o PYME:



Este tipo de consumidor suele presentar un perfil de consumo menos fluctuante y mucho más definido que, en el caso de comercios, suele ser de 6 días a la semana.

Consumidor tipo organismo público:



La imagen muestra la curva de carga típica de un colegio que presenta un régimen de consumo muy marcado durante el período lectivo (9 am a 4 pm) en días laborables, menor consumo los sábados, en los que se desarrollan actividades extraescolares, y consumo reducido en domingos. En días festivos y vacaciones escolares la curva de carga sería prácticamente similar a la de los dos últimos días que aparecen en la gráfica.

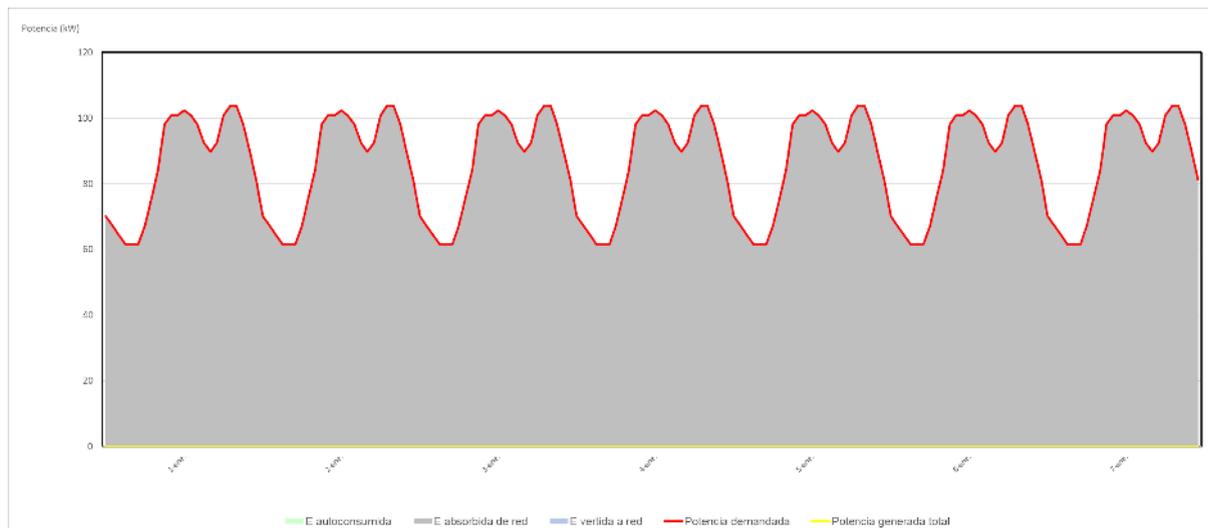
Las gráficas representan curvas de carga horarias en las que las puntas de consumo quedan claramente por debajo de la potencia contratada. Una representación de consumos cuarto horarios evidenciaría puntas de consumo más próximas a la potencia contratada pero, dado que los balances de autoconsumo deben hacerse con discriminación horaria, la simulación de las curvas a intervalos horarios proporciona la precisión suficiente para obtener un resultado de cálculo verosímil.

La suma de las curvas de carga de todos los consumidores del colectivo constituirá la demanda agregada de la comunidad energética. Dicha demanda agregada adoptará un perfil tanto más similar al perfil de la isla de La Palma cuanto mayor y más numeroso sea el colectivo de consumidores miembros de la comunidad energética. A continuación se muestra ambas curvas.

Curva de carga típica de la isla de La Palma:



Demanda agregada de la comunidad energética:



Se observa que la curva de carga agregada de la comunidad energética presenta dos puntas y dos valles que coinciden con las puntas y valles de la curva de carga de la isla.

10.2 Producción de energía eléctrica

La producción estimada de energía del sistema FV se ha obtenido utilizando la última versión disponible del software de simulación de sistemas fotovoltaicos PVsyst, de reconocido prestigio en el sector FV.

Partiendo de los datos climatológicos del emplazamiento procedentes de Meteonorm se modela un sistema FV con los componentes (módulos e inversores) previstos y con una configuración (conexiones serie y paralelo de módulos, ratio ac/dc, inclinación y separación de filas de módulos, etc.) a criterio del proyectista.

Igualmente se modelan determinados valores de pérdidas (mismatch, ensuciamiento, eléctricas, indisponibilidad, etc) que obedecen a criterios de diseño y se basan en la experiencia del proyectista en la realización de este tipo de cálculos.

Una vez modelado el sistema se simula el funcionamiento con el software PVsyst que realiza los cálculos para un período anual y proporciona resultados con resolución horaria. Dichos valores horarios no se visualizan en el informe incluido en anexo pero sí son exportables a hoja de cálculo y se han utilizado en los balances energéticos de este estudio para generar las curvas de producción horaria.

En la tabla siguiente se resumen los datos de producción anual obtenidos para cada uno de los sistemas generadores:

Instalación FV de la comunidad de regantes de Los Sauces:

Alternativa	Características	Potencia (kWp)	Inversor (kW)	Serie
A1	Estanque 1	112	100	18
A2	Estanque 2	55	50	15
A3	Estanque 3	42	36	10

La alternativa del estanque 1 es la que presenta mayor producción específica debido a que la desviación acimutal es escasa y la separación entre filas mayor que en los otros dos casos lo que disminuye las pérdidas por sombreado.

La alternativa del estanque 2 se ve perjudicada por una desviación acimutal más pronunciada y además se ve afectada por sombras de una edificación próxima, situada en la esquina suroeste del estanque.

10.3 Aprovechamiento energético

A partir de los datos horarios de producción y consumo mostrados en los apartados anteriores se realiza, de manera individual para cada consumidor tipo, una simulación de los balances horarios que determinará la energía autoconsumida, vertida a red (excedentes) y absorbida de red (respaldo) en función del coeficiente de autoconsumo que se establezca para cada consumidor.

En instalaciones de autoconsumo colectivas se reparte la producción total de la instalación considerando que a cada consumidor le corresponde una fracción de la energía total producida. De esa manera, en cada intervalo horario, cada usuario dispondrá de una energía para autoconsumo que se determina aplicando el coeficiente de reparto.

Aplicar el coeficiente de reparto equivale a suponer que el sujeto consumidor dispone de un sistema de autoconsumo propio de menor potencia que el sistema real. A partir de la producción correspondiente de cada consumidor se realiza el balance energético al objeto de determinar individualmente para cada consumidor el grado de aprovechamiento de la energía de autoconsumo (autosuficiencia), la energía consumida de la red (respaldo) y la energía vertida a la red (excedentes).

No es correcto realizar el balance energético colectivo a partir de la demanda agregada de la comunidad ya que se utilizarán coeficientes de reparto estáticos lo que sin duda va a dar lugar a que todos los consumidores contribuyan al vertido de excedentes cuando no consuman energía procedente del sistema de autoconsumo.

	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidad energética Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces, La Palma		
	Memoria	Noviembre 2020	Rev 0

En las gráficas siguientes se representan curvas horarias en un intervalo de 7 días para cada tipo de consumidor según un coeficiente de reparto de autoconsumo determinado.

Para analizar la influencia del coeficiente de reparto se analizan varios escenarios (casos) en los que se supone un valor mayor o menor del coeficiente de reparto.

Se considerará también un hipotético caso en el que el coeficiente de reparto del autoconsumo es dinámico.

Caso	1	2	3	4
Coeficiente reparto	Dinámico	Estático		
		Bajo	Medio	Alto

Aplicar un coeficiente de reparto dinámico supone considerar que la energía procedente de la instalación FV en cada período horario no se reparte alícuotamente entre todos los consumidores sino únicamente entre aquellos que están efectivamente consumiendo energía en ese mismo período horario. Dicho valor no es fijo y se debe calcular en cada período horario dividiendo el consumo registrado por cada consumidor individual entre el consumo agregado de los consumidores que efectivamente registran consumo en el mismo período horario.

De esa manera, siempre que la demanda agregada sea superior a la producción no se registrarán vertidos ya que la energía producida se repartirá íntegramente (en cada período horario) entre una serie de sujetos consumidores (no todos), no de manera fija sino en proporción a su consumo individual respecto al consumo agregado de la comunidad.

Con coeficientes de reparto dinámicos se maximiza el aprovechamiento de la energía producida por la instalación de autoconsumo y se minimiza el vertido en comparación con los coeficientes estáticos que inevitablemente darán lugar a vertidos en los momentos en que haya consumidores que consumen menos energía que la que les corresponde en función de su coeficiente estático de reparto.

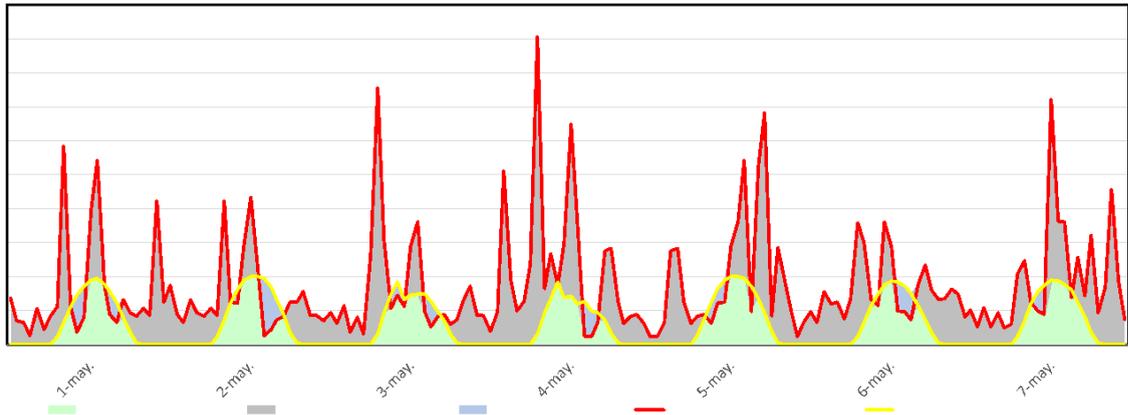
10.3.1 Consumidor tipo residencial

A continuación se muestran las curvas de producción y consumo a lo largo de un período de 7 días del mes de mayo en diversos escenarios de coeficiente estático de reparto: bajo, medio y alto. También se muestran en el cuadro los indicadores anuales de aprovechamiento y el valor del coeficiente considerado, y la potencia FV equivalente asociada a dicho consumidor.

Coeficiente de reparto – bajo:

Consumidor tipo: Residencial S

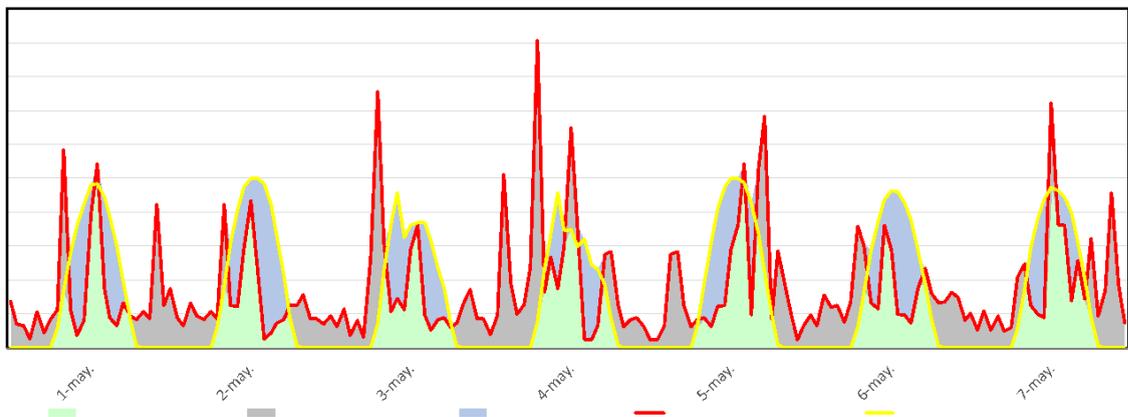
Coef. Estático 0,2%	Generación asociada (kWp): 0,20
Autosuficiencia: 25%	Autoconsumo: 82%
Respaldo red: 75%	Excedentes: 18%



Coeficiente de reparto –medio:

Consumidor tipo: Residencial S

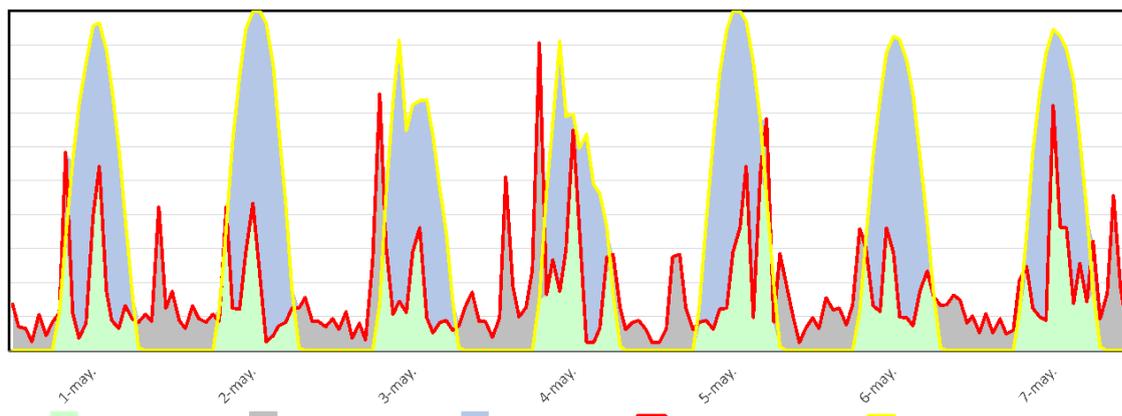
Coef. Estático 0,5%	Generación asociada (kWp): 0,50
Autosuficiencia: 42%	Autoconsumo: 54%
Respaldo red: 58%	Excedentes: 46%



Coeficiente de reparto – alto:

Consumidor tipo: Residencial S

Coef. Estático 1,0%	Generación asociada (kWp): 1,00
Autosuficiencia: 50%	Autoconsumo: 32%
Respaldo red: 50%	Excedentes: 68%



Se observa en las curvas cómo al aumentar el coeficiente de reparto, es decir, al asignar una mayor participación en la instalación de autoconsumo (lo que equivale a asignar una mayor potencia FV al consumidor), se aumenta el grado de autosuficiencia, lo que implica reducir la dependencia y consumo de energía de la red. También se observa cómo disminuye a su vez el grado de aprovechamiento de energía de autoconsumo y se incrementa el vertido de excedentes en la red.

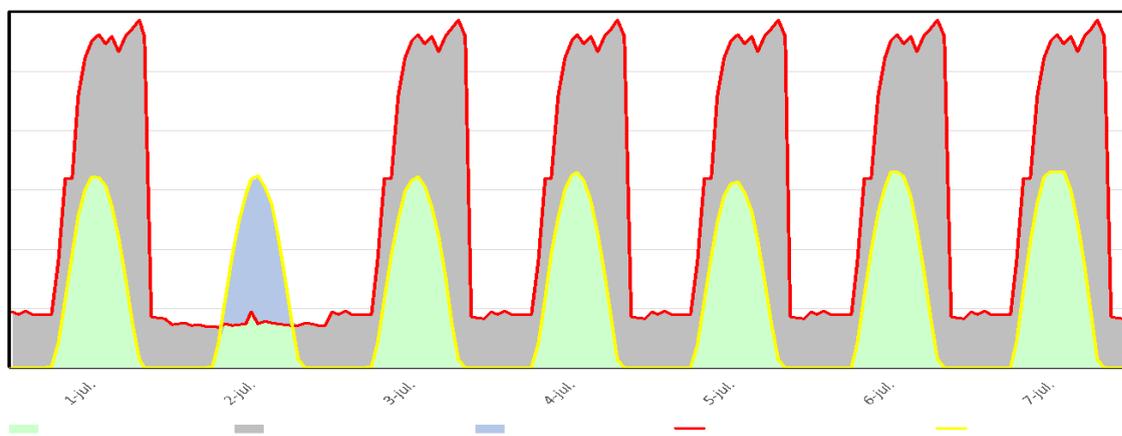
Curvas similares se observan para consumidores residenciales con perfil de consumo medio y alto.

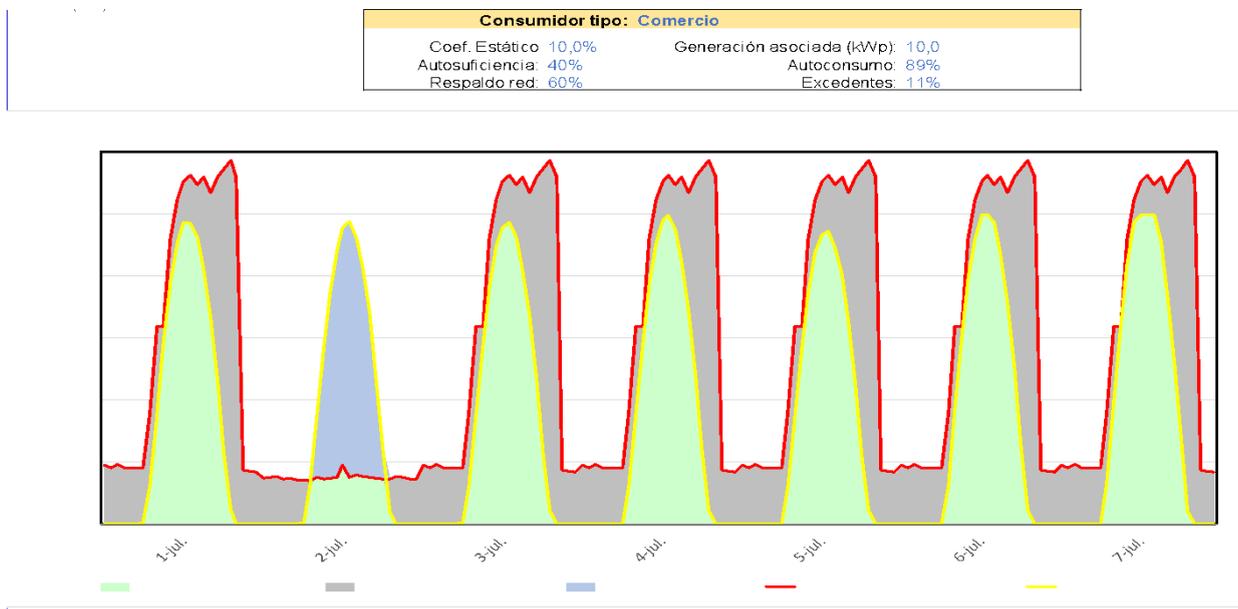
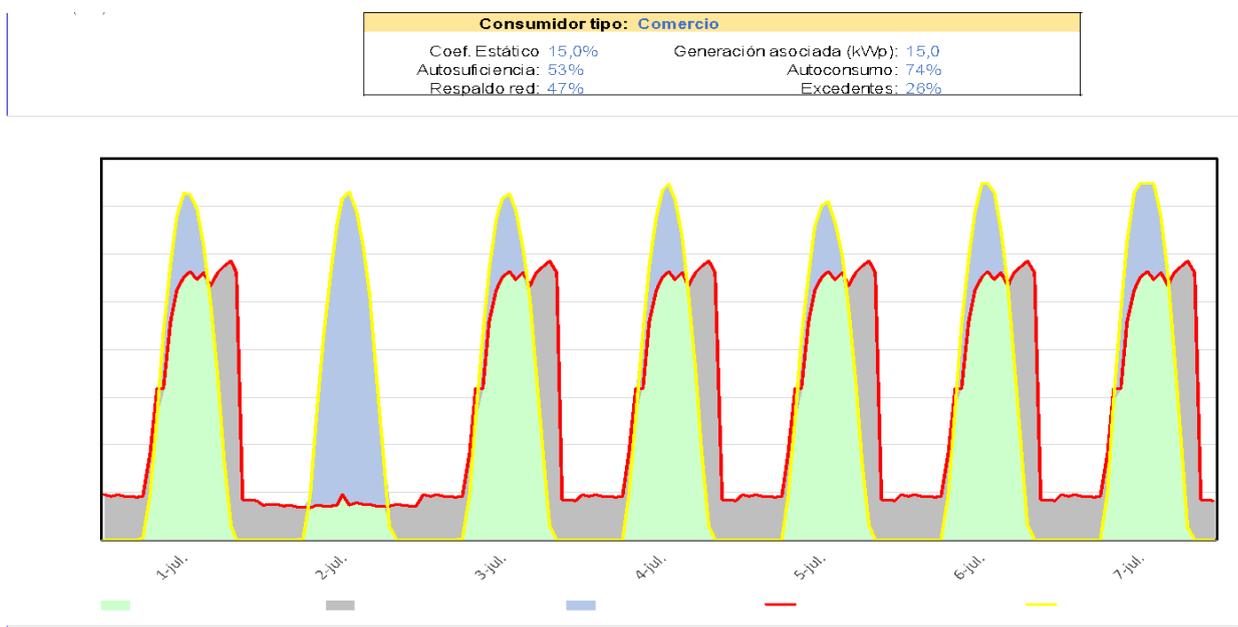
10.3.2 Consumidor tipo comercio o PYME

Coeficiente de reparto – bajo:

Consumidor tipo: Comercio

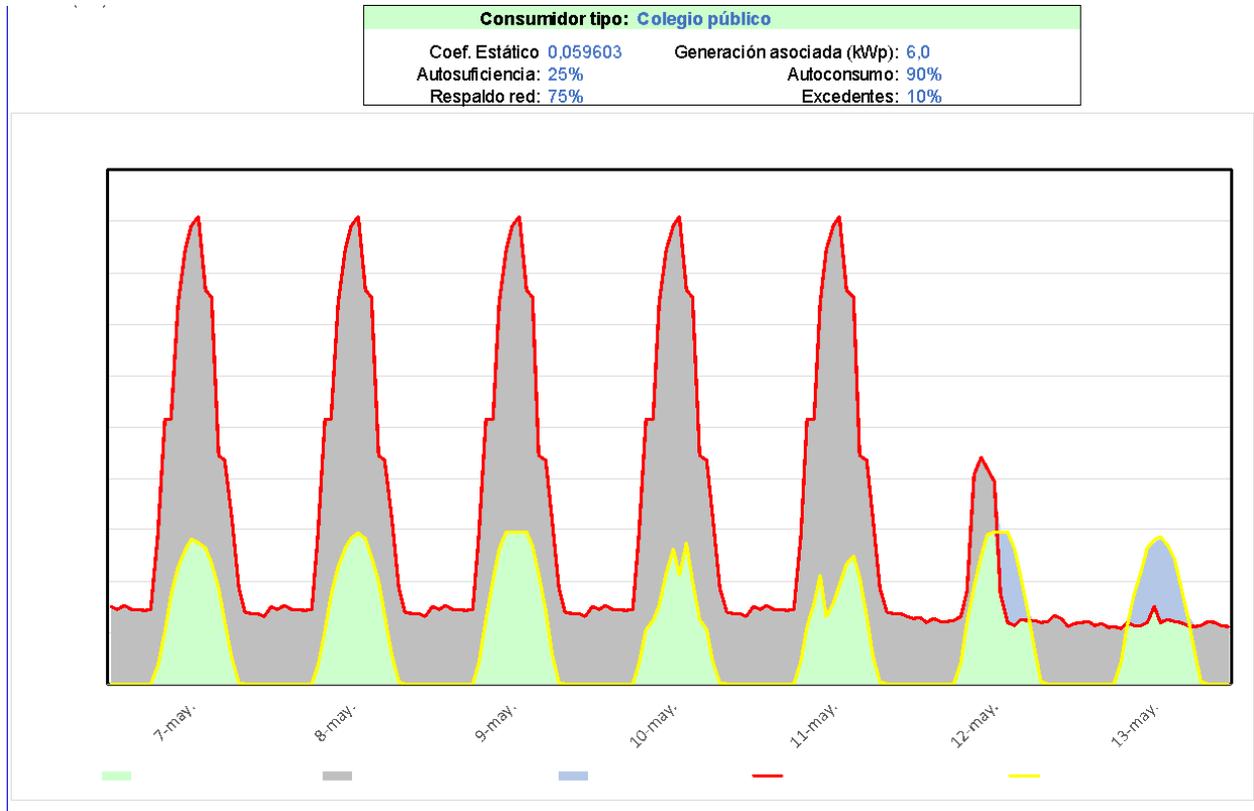
Coef. Estático 6,6%	Generación asociada (kWp): 6,6
Autosuficiencia: 27%	Autoconsumo: 91%
Respaldo red: 73%	Excedentes: 9%



Coeficiente de reparto –medio:

Coeficiente de reparto – alto:


10.3.3 Consumidor tipo organismo público

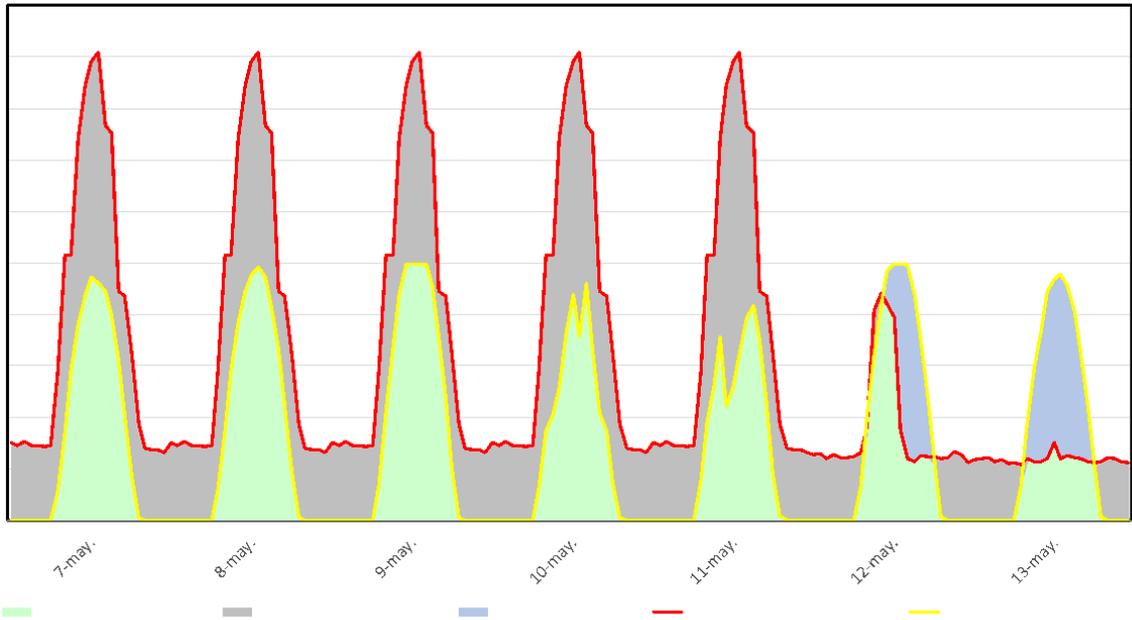
Coefficiente de reparto – bajo:



Coefficiente de reparto – medio:

Consumidor tipo: Colegio público

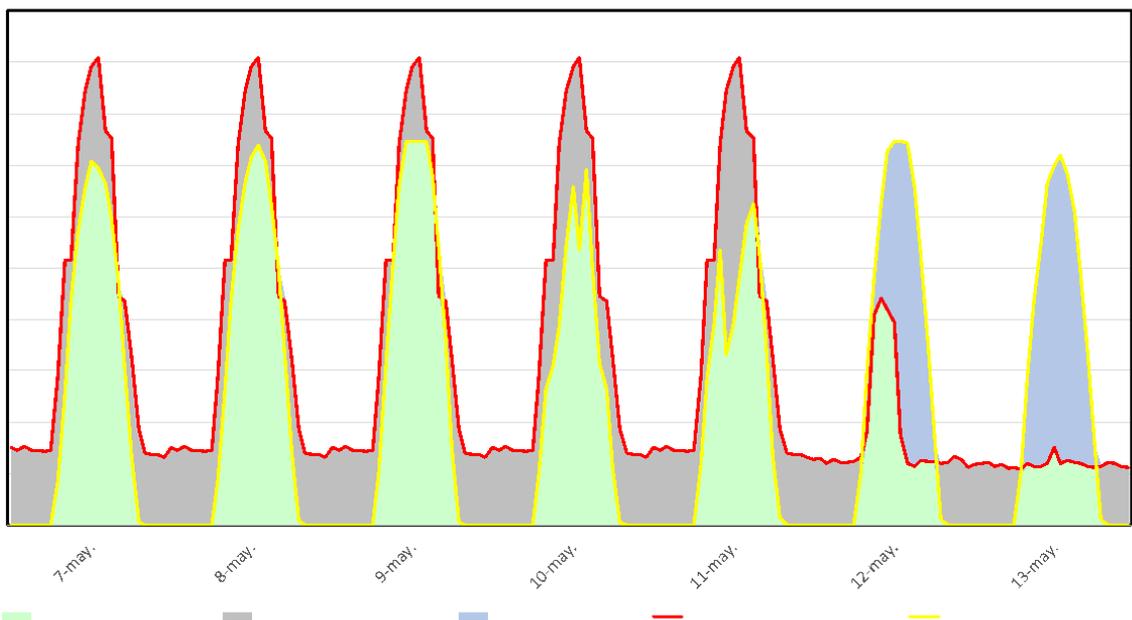
 Coef. Estático 0,1
 Autosuficiencia: 37%
 Respaldo red: 63%

 Generación asociada (kWp): 10,0
 Autoconsumo: 85%
 Excedentes: 15%


Coeficiente de reparto – alto:

Consumidor tipo: Colegio público

 Coef. Estático 0,15
 Autosuficiencia: 50%
 Respaldo red: 50%

 Generación asociada (kWp): 15,0
 Autoconsumo: 79%
 Excedentes: 21%


	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidad energética Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces, La Palma	
	Memoria	Noviembre 2020 Rev 0

Puede observarse cómo, independientemente del tipo de consumidor, incrementar el coeficiente de reparto estático del autoconsumo supone aumentar el grado de autosuficiencia pero también el porcentaje de energía excedentaria vertida a la red, lo que disminuye el grado de aprovechamiento de energía de autoconsumo. En las gráficas del análisis financiero se incluyen esos ratios de manera que puede apreciarse visualmente la tendencia de los mismos.

Los balances energéticos anteriores se utilizarán para estimar el gasto energético de cada tipo de consumidor según el coeficiente de autoconsumo elegido y determinar los ahorros esperados al comparar dicho gasto con el gasto energético actual en el que incurren sin instalación de autoconsumo.

11 Desarrollo, construcción y explotación de los proyectos

No pretende este documento definir las actuaciones necesarias para ejecutar los proyectos bajo la premisa de máxima participación ciudadana ya que corresponde a La Palma Renewable establecer el alcance total de los proyectos y preparar un plan para su ejecución. Sí es necesario en cualquier caso explicar la forma cómo se podría estructurar el proyecto y el planteamiento bajo el cual se realiza el análisis financiero de modo que puedan entenderse los resultados mostrados en las tablas y gráficas siguientes.

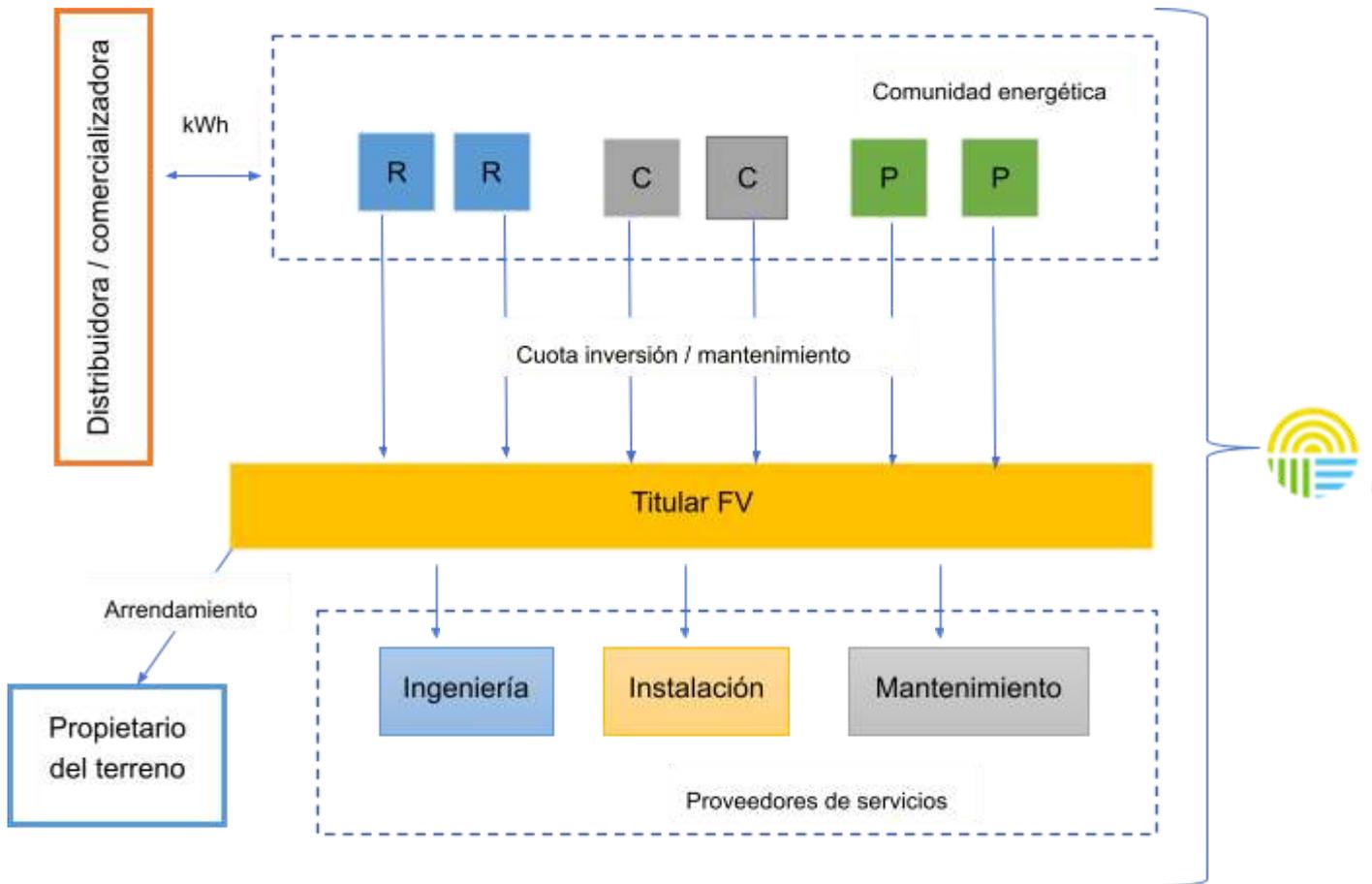
En cada una de las fases del ciclo de vida de un proyecto (desarrollo, construcción y explotación) se dan una serie de necesidades técnicas, administrativas y económicas que es necesario atender para que el proyecto cumpla con las expectativas deseadas. Existirá la figura del titular de la instalación, que será la persona física o jurídica que ostente los derechos y obligaciones del sujeto productor de electricidad, y actuará en calidad de promotor y propietario de los activos de generación.

Entre sus obligaciones están la de ser el peticionario de las licencias y permisos necesarios para construir y explotar la instalación FV, incluidos los permisos de acceso y conexión a red; suscribir un contrato de acceso con el gestor de la red de distribución; suscribir un contrato de arrendamiento por el uso del espacio donde se ubique la instalación; acometer las obras de construcción de la instalación; y mantener y explotar las instalaciones maximizando la generación de electricidad y, en lo posible, el aprovechamiento de la energía de autoconsumo.

Debido a que la instalación de producción se conectará directamente a la red de distribución y no a la red interior de un consumidor se entiende que la titularidad de la instalación recaerá en una persona jurídica de nueva creación que se constituirá bajo la forma jurídica más apropiada en consonancia con los objetivos del proyecto.

Existirá un colectivo de sujetos consumidores (Residenciales, Comercios, Público) que serán los miembros de la comunidad energética que asumirán el compromiso de consumir a título individual la parte de la energía generada por la instalación de autoconsumo que les corresponda en virtud del coeficiente de reparto que mutuamente acuerden con el sujeto productor y el resto de los sujetos consumidores.

En la imagen siguiente se representan los vínculos que existirán entre todas las partes involucradas en el proyecto.



Se considera que la participación de los consumidores en el proyecto y el derecho a beneficiarse de la energía autoconsumida dependerá de la aportación económica que dichos sujetos consumidores realicen en el momento de asumir su compromiso de pertenencia a la comunidad energética de manera que el coeficiente de reparto del autoconsumo será exactamente igual al porcentaje de fondos aportados para sufragar la inversión.

Suponiendo que el titular es tan solo una sociedad vehículo sin recursos propios para acometer el proyecto será necesario recurrir a una empresa de ingeniería que asuma las funciones de coordinación y gestión del proyecto en representación del titular, bajo la supervisión de La Palma Renovable.

El titular obtendrá los fondos necesarios para cubrir los gastos de construcción de la instalación a través de las aportaciones monetarias de los sujetos consumidores y miembros de la comunidad. En ese sentido será necesario que los consumidores aporten una determinada cantidad de dinero en el momento de formalizar su participación en el proyecto que servirá para establecer el coeficiente de reparto de la energía autoconsumida. De esa manera, si aportan por ejemplo un 5% de los fondos necesarios para construir la instalación les corresponderá un 5% de la energía autogenerada y el coeficiente de reparto (estático) será del 0.05.

Con los fondos obtenidos el titular podrá pagar el coste de las obras que serán realizadas por un instalador bajo la dirección facultativa de la ingeniería.

Durante la fase de explotación el titular afrontará el pago de los costes de mantenimiento a partir de las cuotas anuales aportadas por los sujetos consumidores.

 La Palma Renovable	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidad energética Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces, La Palma		
	Memoria	Noviembre 2020	Rev 0

Los consumidores, a cambio del desembolso inicial de fondos para acometer el proyecto y de la cuota anual de mantenimiento, se beneficiarán de un ahorro en su gasto energético ya que su factura disminuirá al reducirse el consumo de energía de la red al abastecerse en parte a partir de la energía procedente de la instalación FV. Ese ahorro se materializará a partir del momento en que entre en funcionamiento la instalación y produzca energía para el autoconsumo de la comunidad energética.

El encargado de lectura de los contadores de los consumidores y de la instalación FV seguirá siendo la empresa propietaria de la red de distribución quien facilitará las lecturas a las comercializadoras de los clientes. Corresponde a cada comercializadora hacer el balance energético a partir del cual se facturará la energía consumida de la red, aplicando sobre el consumo registrado la deducción por energía autoconsumida y la compensación de excedentes, si procede, aplicando el coeficiente de reparto que corresponda.

12 Impacto en la comunidad energética

Tal y como se ha descrito en apartados anteriores el tamaño de la instalación FV de autoconsumo debe definirse a partir del espacio disponible en cada emplazamiento sin superar la barrera de los 100 kW.

La comunidad energética asociada a la instalación estará constituida por los sujetos consumidores que se integren en la misma, los cuales asumirán el compromiso de aportar entre todos los fondos necesarios para la construcción de la instalación y recibir como producción propia una parte de la energía generada por la instalación.

Tanto los fondos aportados como la energía disponible para cada consumidor se determinan a partir del coeficiente de reparto que libremente escoja cada miembro de la comunidad.

La suma de coeficientes de todos los miembros del colectivo deberá ser igual a la unidad de modo que entre todos reúnan los fondos necesarios para construir la instalación y toda la energía se reparta de manera ponderada en función del coeficiente de reparto.

Los miembros que opten por coeficiente de reparto bajo aportarán menos fondos pero percibirán menos energía de autoconsumo de manera que sus ahorros futuros serán menores y lo contrario ocurrirá entre los que opten por coeficiente de reparto mayor. Sin embargo, también el hábito de consumo energético de cada miembro determinará un mayor o menor aprovechamiento de la energía autoconsumida si concentran su consumo energético en las horas del día en las que se produce la energía FV.

Hasta que el proyecto no se ponga en marcha no va a ser posible cuantificar el número de sujetos consumidores que conformarán la comunidad energética pero para acotar dicho valor se van a suponer dos escenarios que determinarán el umbral superior e inferior de la comunidad: el primero en el que la participación sea lo más numerosa posible (los coeficientes de reparto son bajos para todos los consumidores) y el segundo en el que la participación es la menor posible (los coeficientes de reparto son altos para todos los consumidores).

En la tabla siguiente se muestran dos ejemplos de posible composición (número de miembros de cada tipo de consumidor) de la comunidad energética suponiendo coeficientes de reparto bajos y altos.

Número de autoconsumidores miembros de la comunidad

Tipo de consumidor	Residencial			Comercio / PYME	Organismo público
	Bajo consumo (S)	Consumo medio (M)	Consumo alto (L)		
Potencia contratada (kW)	3,3	4,4	5,5	12	20
Consumo anual (kWh)	1.500	2.500	4.000	50.000	45.000

Comunidades energéticas de Los Sauces

Tipo coef.	Alternativa A1: Estanque 1	Potencia sistema FV (kWp): 112					Total (1)
Bajo	Nº consumidores	70	60	30	3	1	164
	Coefficiente reparto (%)	0,3%	0,4%	0,7%	9%	8%	
	Potencia FV asignada (kWp)	0,3	0,5	0,8	10	9	
Alto	Nº consumidores	21	12	5	2	1	41
	Coefficiente reparto (%)	1%	2%	2%	15%	15%	
	Potencia FV asignada (kWp)	1,1	2,2	2,2	17	17	
Tipo coef.	Alternativa A2: Estanque 2	Potencia sistema FV (kWp): 55					Total (1)
Bajo	Nº consumidores	40	30	10	1	1	82
	Coefficiente reparto (%)	0,8%	0,9%	1,5%	19%	17%	
	Potencia FV asignada (kWp)	0,3	0,5	0,8	10	9	
Alto	Nº consumidores	7	4	2	1	1	15
	Coefficiente reparto (%)	1%	2%	2%	15%	15%	
	Potencia FV asignada (kWp)	1,1	2,2	2,2	17	17	
Tipo coef.	Alternativa A3: Estanque 3	Potencia sistema FV (kWp): 42					Total (1)
Bajo	Nº consumidores	31	20	6	1	1	59
	Coefficiente reparto (%)	0,7%	1,2%	1,9%	23%	21%	
	Potencia FV asignada (kWp)	0,3	0,5	0,8	10	9	
Alto	Nº consumidores	7	4	2	1	1	15
	Coefficiente reparto (%)	1%	2%	2%	15%	15%	
	Potencia FV asignada (kWp)	1,1	2,2	2,2	17	17	

(1) Número de miembros de la comunidad energética necesarios para llenar el cupo con los coeficientes de reparto indicados

Se observa cómo el tamaño de la comunidad (número de miembros) será mayor o menor dependiendo del coeficiente de reparto por el que opten los consumidores. Para los proyectos más pequeños (estanques 2 y 3 de Los Sauces) bastarían 15 miembros para constituir una comunidad energética.

De manera análoga, si los proyectos despiertan mucho interés en el vecindario y se consigue una gran participación entonces podrían llegar a constituirse comunidades de más de 164 miembros.

Lógicamente existe flexibilidad en cuanto al número de consumidores de cada tipo. En la práctica el colectivo de consumidores será mucho más heterogéneo y no debería haber restricciones en principio en relación a la potencia contratada y consumo anual. Se deberá proceder a llenar el cupo en función de la aportación que cada consumidor esté dispuesto a realizar. Se dividirá la aportación de cada socio por el valor total de la inversión necesaria para obtener el coeficiente de reparto del autoconsumo. Cuando se reúnan (o se alcance el compromiso de aportación de) los fondos necesarios entonces se cerrará el cupo y quedará constituida la comunidad energética.

	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidad energética Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces, La Palma		
	Memoria	Noviembre 2020	Rev 0

Dos escenarios totalmente extremos serían uno en el que solo hubiese consumidores residenciales de bajo consumo que optasen por el menor coeficiente de reparto posible (0.2%) que daría lugar a una comunidad energética de 500 miembros (la suma de coeficientes debe ser igual a la unidad) y el otro sería una comunidad en la que sólo interviniesen 5 comercios u organismos públicos con un coeficiente elevado (20%).

El abanico de escenarios es ilimitado. Tan solo se trata de reunir un número suficiente, cuanto más numeroso mejor, de consumidores comprometidos con la comunidad energética.

13 Análisis financiero

El análisis financiero se centrará en evaluar la viabilidad económica del proyecto determinando por un lado el ahorro que el autoconsumo proporcionará a los consumidores y por otro el período de amortización de la inversión necesaria para la ejecución del proyecto.

El ahorro que el autoconsumo proporciona a cada consumidor se calcula como la diferencia entre el coste actual de la factura de suministro de electricidad procedente únicamente de la de red y el gasto energético que afrontará el consumidor cuando el suministro de energía proceda de la red y de la instalación de autoconsumo.

El coste energético actual de cada uno de los consumidores tipo que conformarán la comunidad energética (residenciales, comercial o PYME, y organismo público) constituye el escenario de partida, o caso 0, con el que comparar los ahorros proporcionados por la instalación compartida.

En situación de autoconsumo se simularán las facturas de electricidad que deberán pagar los consumidores en función del coeficiente de autoconsumo que libremente escojan.

Para cuantificar la influencia del valor del coeficiente de autoconsumo en ahorros esperados se estimará el gasto energético en varios escenarios tal y como se muestra en la tabla.

Caso	0	1	2	3	4
Autoconsumo	NO	SI			
Coeficiente reparto	NA	Dinámico	Estático		
			Bajo	Medio	Alto

Serán, por tanto, cuatro los casos contemplados para realizar la comparativa de ahorros de los consumidores en función del coeficiente de reparto del autoconsumo.

Conviene aclarar que el coeficiente dinámico se considera únicamente a modo comparativo ya que la normativa vigente no está suficientemente desarrollada y no contempla aún su aplicación.

Se supone que las inversiones se financian exclusivamente con fondos aportados por los sujetos consumidores en el momento de incorporarse a la comunidad energética. La cantidad aportada por cada miembro de la comunidad dependerá a su vez del coeficiente de reparto de autoconsumo que libremente escoja dicho miembro, el cual repercutirá a su vez en el grado de autosuficiencia y el ahorro en el gasto energético obtenidos, tal y como se detalla en las tablas mostradas más adelante.

El período de retorno de la inversión se obtiene dividiendo el valor de los fondos aportados por los consumidores entre el ahorro anual que obtienen en su gasto energético.

Además del ahorro y el período de retorno se determinará la tasa de retorno de la inversión (TIR) de cada consumidor en cada escenario que servirá de indicador de la rentabilidad de la inversión o aportación de fondos del consumidor. Dicha TIR se ha calculado de manera simple para un período de 10 años suponiendo precios constantes.

Tanto el ahorro como la aportación de fondos dependen de la mayor o menor participación del consumidor en el proyecto que viene determinada por el coeficiente de reparto.

13.1 Hipótesis de cálculo

13.1.1 Precios y peajes de las tarifas de energía

Para cada uno de los consumidores tipo se considera una tarifa determinada en función de su potencia contratada:

Consumidor tipo:	Residencial	Comercial o PYME	Organismo público
Potencia contratada (kW)	P<10	10<P<15	P>15
Tarifa	PVPC: 2.0A	2.1 DHS	3.0A
Facturación por potencia			
Peaje acceso (€/kW año)	38,04		
Margen comercializadora (€/kW año)	3,11		
Término potencia (suma ambos valores) (€/kW)	41,1560	44,44	81,44
Facturación por energía			
Peaje acceso P1 (€/kWh)		0,0746	0,0188
Peaje acceso P2 (€/kWh)	0,0440	0,0178	0,0126
Peaje acceso P3 (€/kWh)		0,0066	0,0047
Coste Energía P1 (€/kWh)		0,0844	0,0854
Coste Energía P2 (€/kWh)	0,0800	0,0752	0,0778
Coste Energía P3 (€/kWh)		0,0654	0,0658
Término Energía P1 (€/kWh)		0,1590	0,1042
Término Energía P2 (€/kWh)	0,1240	0,0930	0,0904
Término Energía P3 (€/kWh)		0,0720	0,0704
Impuesto electricidad		5,113%	
Alquiler equipo medida (€/día)		0,0266	
Valoración excedentes (€/kWh)		0,04	

No se considera discriminación horaria en la tarifa de los consumidores residenciales no así en la tarifa de los consumidores comercial (o PYME) y en el organismo público. Los peajes de acceso (energía y potencia) vienen regulados por decreto y son los valores vigentes en el momento de realizar este estudio.

La compensación de excedentes se considerará con criterio conservador valorada a 0.04 €/kWh en todos los casos independientemente del período tarifario en que se viertan en la red.

Una vez entre en vigor la nueva circular CNMC que establece el sistema de peajes de transporte y distribución de electricidad las tarifas de la tabla anterior se modificarán.

Las actuales tarifas 2.0A y 2.1A, junto con sus correspondientes discriminaciones horarias se agrupan en una única tarifa denominada 2.0TD (tensión ≤ 1kV), con potencia contratada inferior o igual a 15kW en todos los periodos. Este peaje consta de dos periodos en el término de potencia y tres en el de energía.

La actual tarifa 3.0A pasa a denominarse 3.0TD (tensión ≤ 1kV), con potencia contratada superior a 15kW en algún periodo. Este peaje consta de seis periodos tanto en el término de potencia como en el de energía.

No están publicados en el momento de realizar este estudio los valores de los peajes aplicables a la energía autoconsumida a través de red, peaje 2.0TDA de aplicación a suministros

	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidad energética Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces, La Palma		
	Memoria	Noviembre 2020	Rev 0

conectados en redes de tensión no superior a 1 kV con potencia contratada inferior o igual a 15 kW en todos los periodos horarios y peaje 3.0TDA de aplicación a suministros conectados en redes de tensión no superior a 1 kV con potencia contratada superior a 15 kW en alguno de los seis periodos horarios.

13.1.2 Gastos de explotación

Los gastos operativos de explotación de la instalación de autoconsumo serán un valor fijo que comprende:

- canon de mantenimiento y gestión administrativa de las instalaciones generadoras
- coste de seguro y
- alquiler de la superficie utilizada

En la tabla siguiente se muestran los gastos de explotación previstos en cada una de las alternativas:

Alternativa	Localidad	Emplazamiento	Potencia FV (kWp)	Gastos de explotación (€)
A1	Los Sauces	Estanque 1	112	2.500
A2		Estanque 2	55	1.800
A3		Estanque 3	42	1.700

13.1.3 Presupuesto de la inversión

Se ha hecho una estimación preliminar de los costes de desarrollo y construcción de los proyectos de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo de cada una de las alternativas consideradas.

En la tabla siguiente se desglosa el valor de la inversión asociada a cada uno de los proyectos.

Alternativa	Localidad	Emplazamiento	Potencia FV (kWp)	Presupuesto ejecución (€)	Gastos desarrollo (€)	Inversión (€)
A1	Los Sauces	Estanque 1	112	90.000	10.000	100.000
A2		Estanque 2	55	50.000	8.000	58.000

	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidad energética Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces, La Palma		
	Memoria	Noviembre 2020	Rev 0

A3		Estanque 3	42	40.000	8.000	48.000
----	--	------------	----	--------	-------	--------

Los valores reflejados en las tablas son conservadores y suficientemente aproximados para el objeto de este estudio. No se considera necesario hacer una estimación más precisa de los mismos ya que los resultados del análisis financiero no están significativamente afectados por los mismos.

13.2 Ahorro e indicadores de rentabilidad

El ahorro del sujeto consumidor se calcula comparando el gasto energético actual (sin autoconsumo) con el gasto energético previsto en una nueva situación con suministro de autoconsumo. Dicho valor se obtiene por diferencia entre el importe total de las facturas actuales y las futuras previstas.

Conviene aclarar que las facturas actuales se han simulado a partir de consumos estimados para un consumidor tipo. Las facturas futuras en una situación con autoconsumo se simulan para una modalidad de suministro de autoconsumo sujeta a compensación de excedentes vertidos en la red.

La factura prevista de energía procedente de la red se obtiene aplicando la misma tarifa a la que se acogen actualmente los suministros, manteniendo la misma potencia contratada, precios de los términos de energía, potencia, peajes e impuestos. El consumo de red se determina a partir del porcentaje de autosuficiencia considerado. El importe de dicha factura será menor que el de la factura actual (sin autoconsumo) debido a una reducción del consumo de energía procedente de la red y a una reducción adicional procedente de la compensación de excedentes vertidos a la red.

Por el hecho de consumir energía procedente del autoconsumo el sujeto consumidor se beneficiará de una reducción en el término de energía de su factura que habrá que cuantificar en función del período horario en que se produce el autoconsumo. Dicha reducción constituirá el ahorro que el autoconsumidor obtiene en su factura de electricidad en la nueva situación.

No obstante, el sujeto consumidor seguirá pagando los peajes de acceso (energía y potencia) en su factura de energía de red, así como el impuesto de electricidad, aunque verá reducida su factura al reducirse también el consumo de energía procedente de la red.

En las tablas siguientes se compara el coste energético actual (sin autoconsumo) con el previsto (con autoconsumo) en cada uno de los escenarios estudiados para cada consumidor tipo. Se incluye además el ahorro esperado calculado por diferencia entre los costes totales actual y previsto. Conviene señalar que la compensación de excedentes se computará en todos los casos como un ahorro añadido al proporcionado por la disminución del consumo de energía de la red.

En las gráficas siguientes se muestran los indicadores de rentabilidad de todos los tipos de consumidores bajo las hipótesis consideradas.

Se incluyen los resultados esperados para la alternativa A1, estanque 1 en Los Sauces.

13.2.1 Consumidor residencial

Estimación de costes y ahorros

Comunidad de regantes de Los Sauces - Estanque 1

Gasto anual de energía eléctrica actual y previsto con autoconsumo

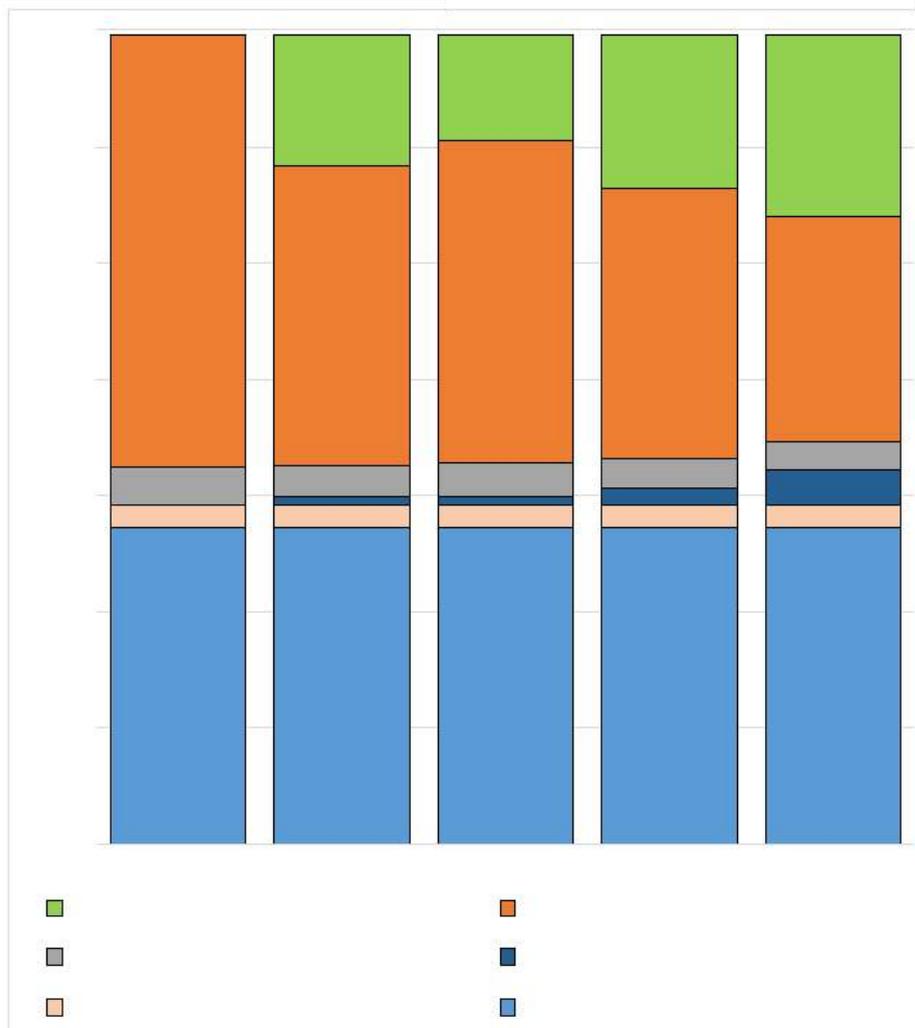
Tipo de consumidor individual: **Residencial consumo bajo (S)**

Consumo anual (kWh): 1.500

Potencia contratada (kW): 3,3

Potencia sistema FV colectivo (kWp): 112

Caso	Actual	Autoconsumo compartido a través de red			
	0	1	2	3	4
Tipo coef. Reparto	NA	Dinámico	Estático		
Coefficiente reparto	NA	0,3%	0,3%	0,5%	1,0%
Potencia FV asignada (kWp)	NA	0,3	0,3	0,6	1,1



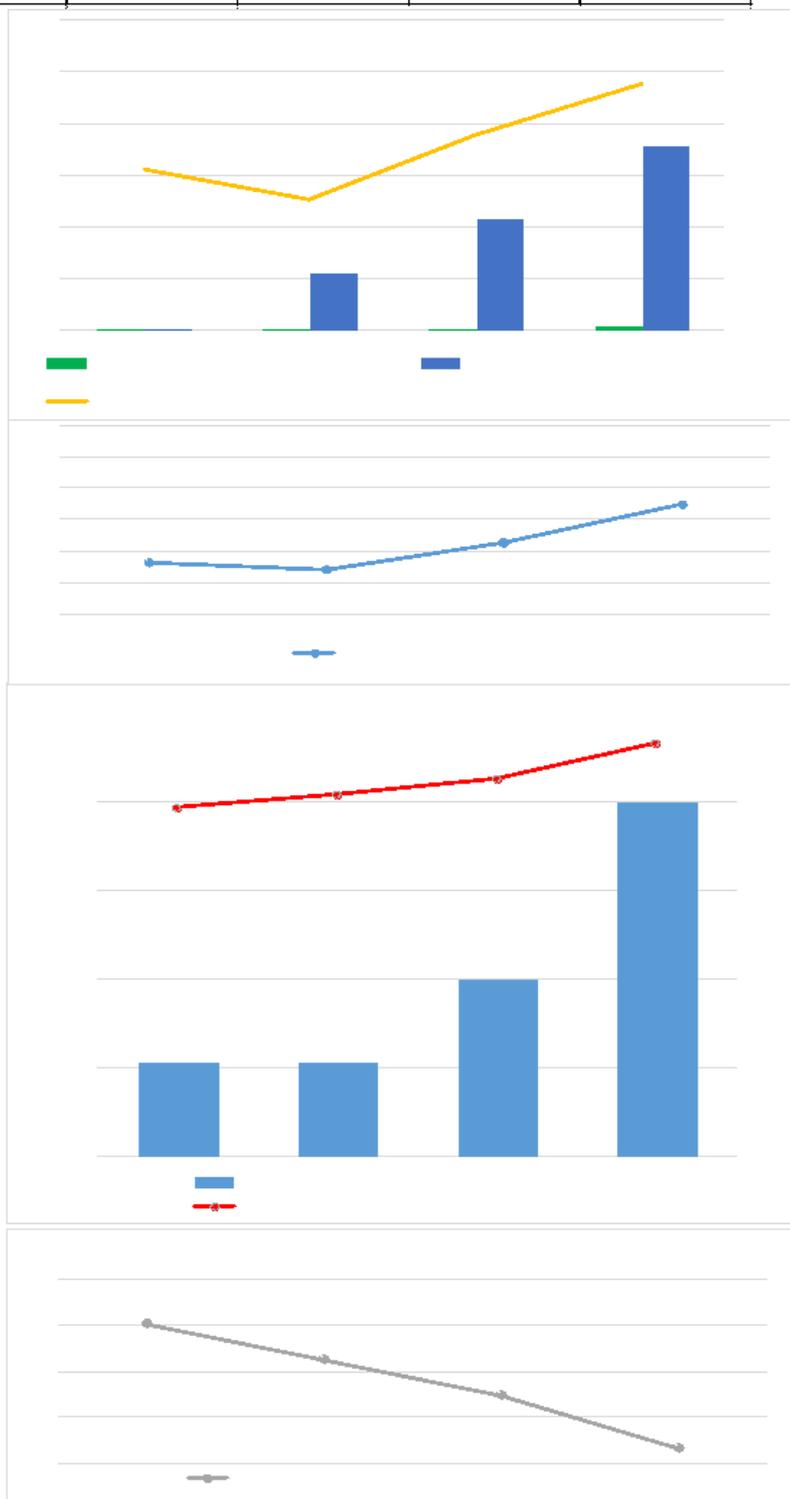
Indicadores financieros
Comunidad de regantes de Los Sauces - Estanque 1
Tipo de consumidor individual: Residencial consumo bajo (S)

Consumo anual (kWh): 1.500

Potencia contratada (kW): 3,3

Potencia sistema FV colectivo (kWp): 112

Caso	1	2	3	4
Reparto autoconsumo según coeficiente	Dinámico	Estático		
Potencia FV asignada (kWp)	0,3	0,3	0,6	1,1



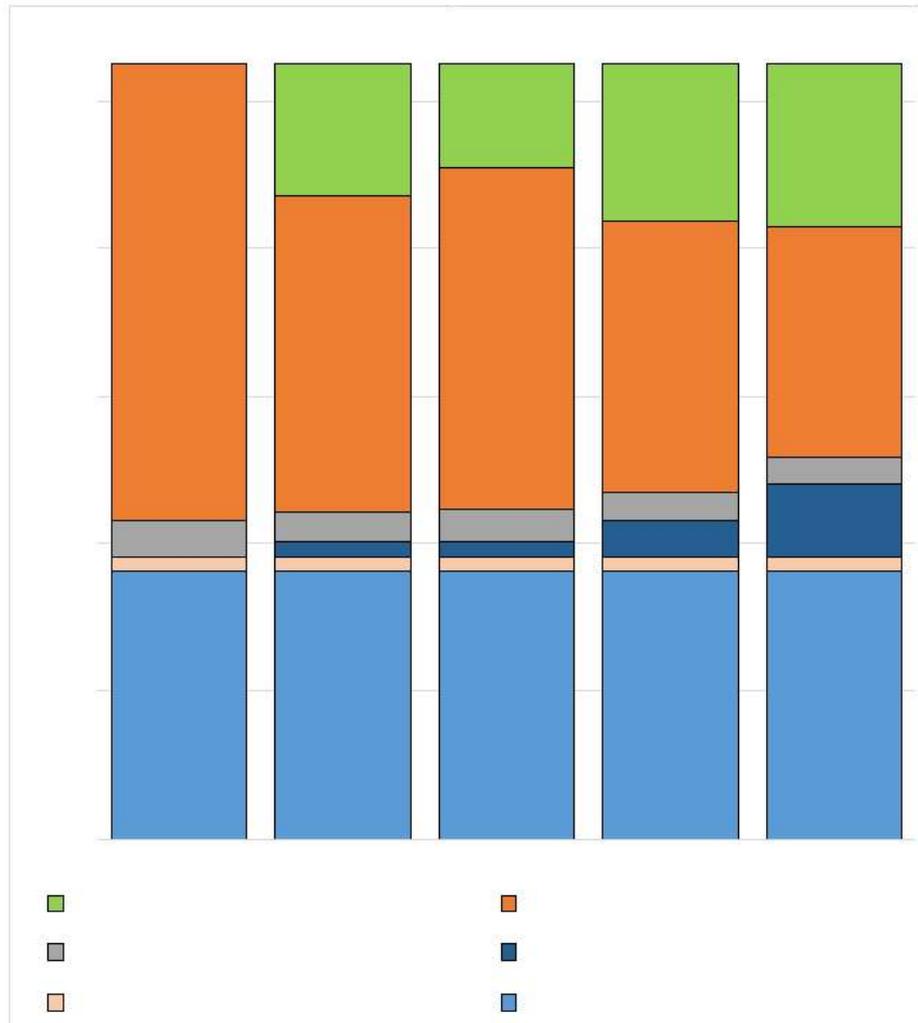
Estimación de costes y ahorros
Comunidad de regantes de Los Sauces - Estanque 1
Gasto anual de energía eléctrica actual y previsto con autoconsumo
Tipo de consumidor individual: Residencial consumo medio (M)

Consumo anual (kWh): 2.500

Potencia contratada (kW): 4,4

Potencia sistema FV colectivo (kWp): 112

Caso	Actual	Autoconsumo compartido a través de red			
	0	1	2	3	4
Tipo coef. Reparto	NA	Dinámico	Estático		
Coefficiente reparto	NA	0,4%	0,4%	1,0%	2,0%
Potencia FV asignada (kWp)	NA	0,5	0,5	1,1	2,2



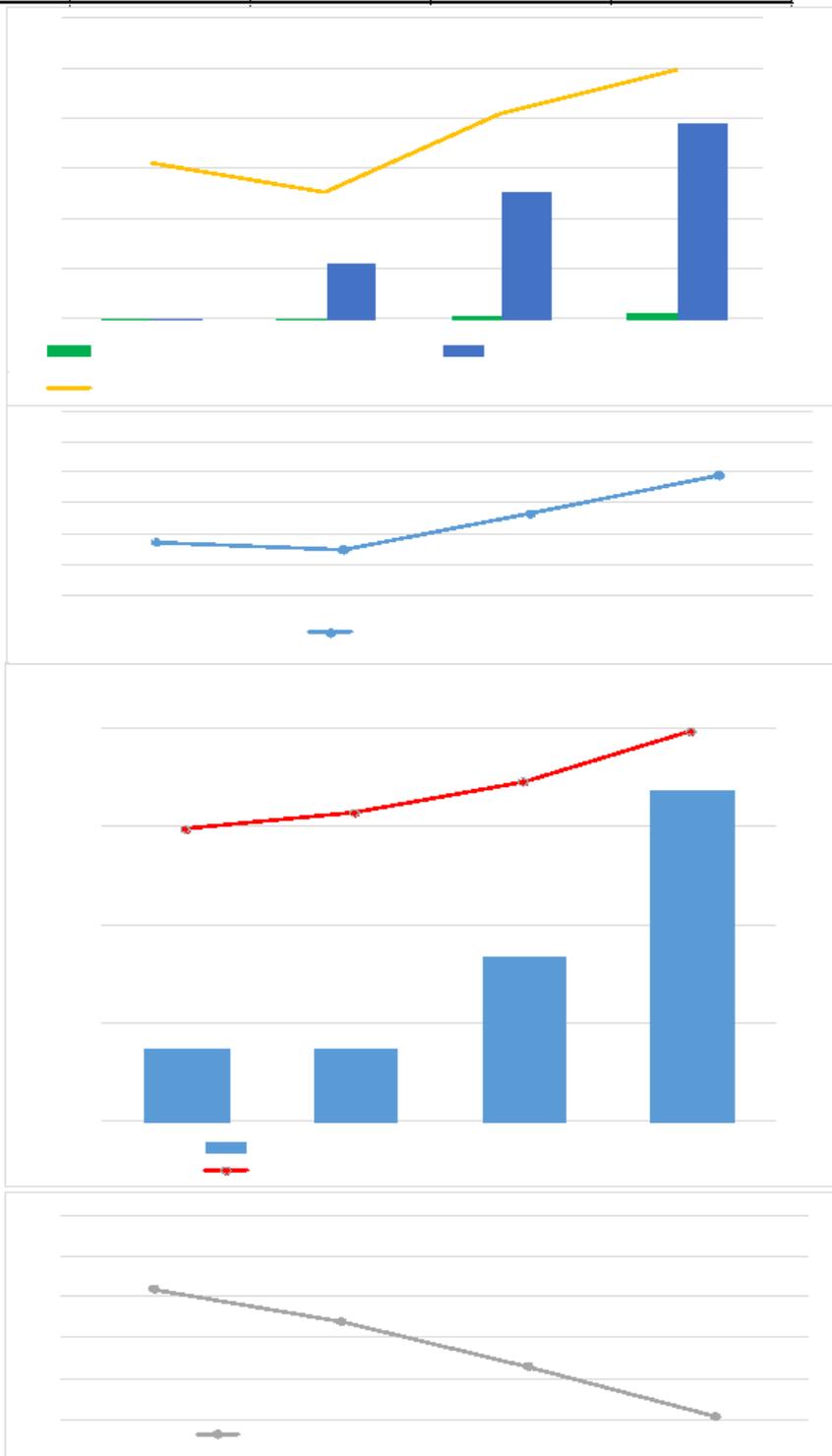
Indicadores financieros
Comunidad de regantes de Los Sauces - Estanque 1
Tipo de consumidor individual: Residencial consumo medio (M)

Consumo anual (kWh): 2.500

Potencia contratada (kW): 4,4

Potencia sistema FV colectivo (kWp): 112

Caso	1	2	3	4
Reparto autoconsumo según coeficiente	Dinámico	Estático		
Potencia FV asignada (kWp)	0,5	0,5	1,1	2,2



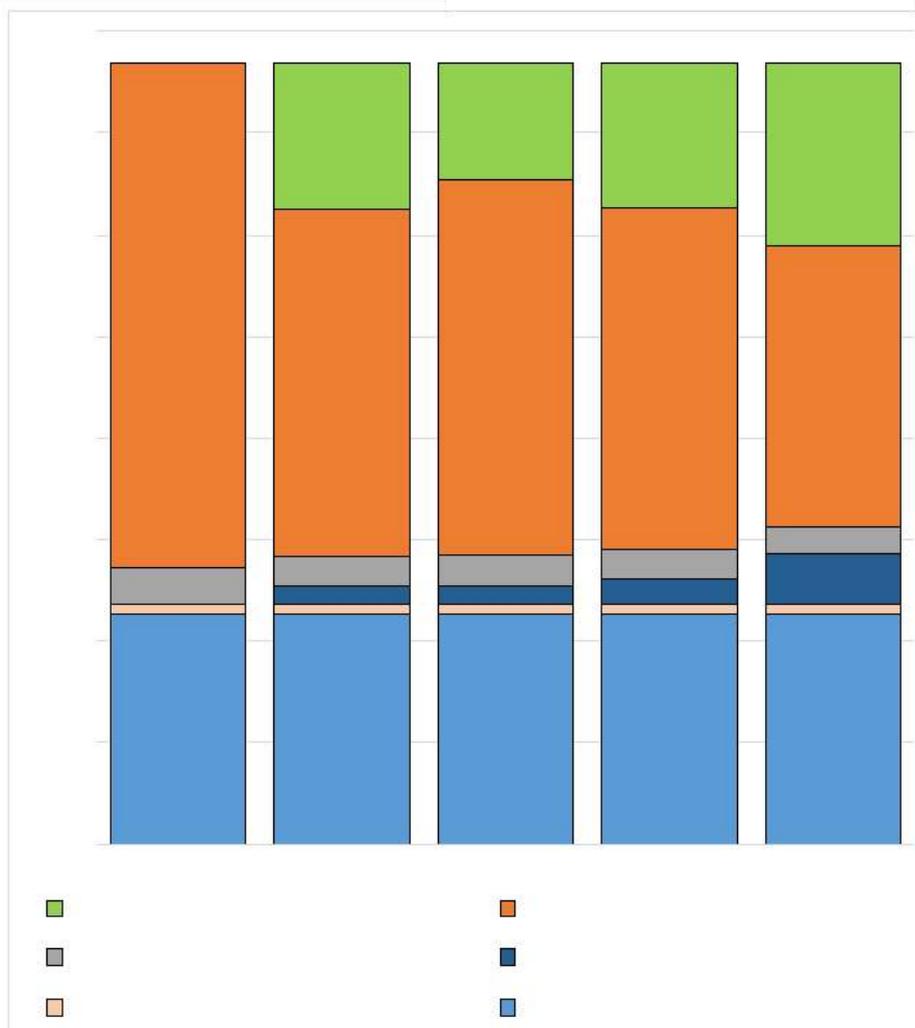
Estimación de costes y ahorros
Comunidad de regantes de Los Sauces - Estanque 1
Gasto anual de energía eléctrica actual y previsto con autoconsumo
Tipo de consumidor individual: Residencial consumo alto (L)

Consumo anual (kWh): 4.000

Potencia contratada (kW): 5,5

Potencia sistema FV colectivo (kWp): 112

Caso	Actual	Autoconsumo compartido a través de red			
	0	1	3	4	5
Tipo coef. Reparto	NA	Dinámico	Estático		
Coefficiente reparto	NA	0,7%	0,7%	1,0%	2,0%
Potencia FV asignada (kWp)	NA	0,8	0,8	1,1	2,2



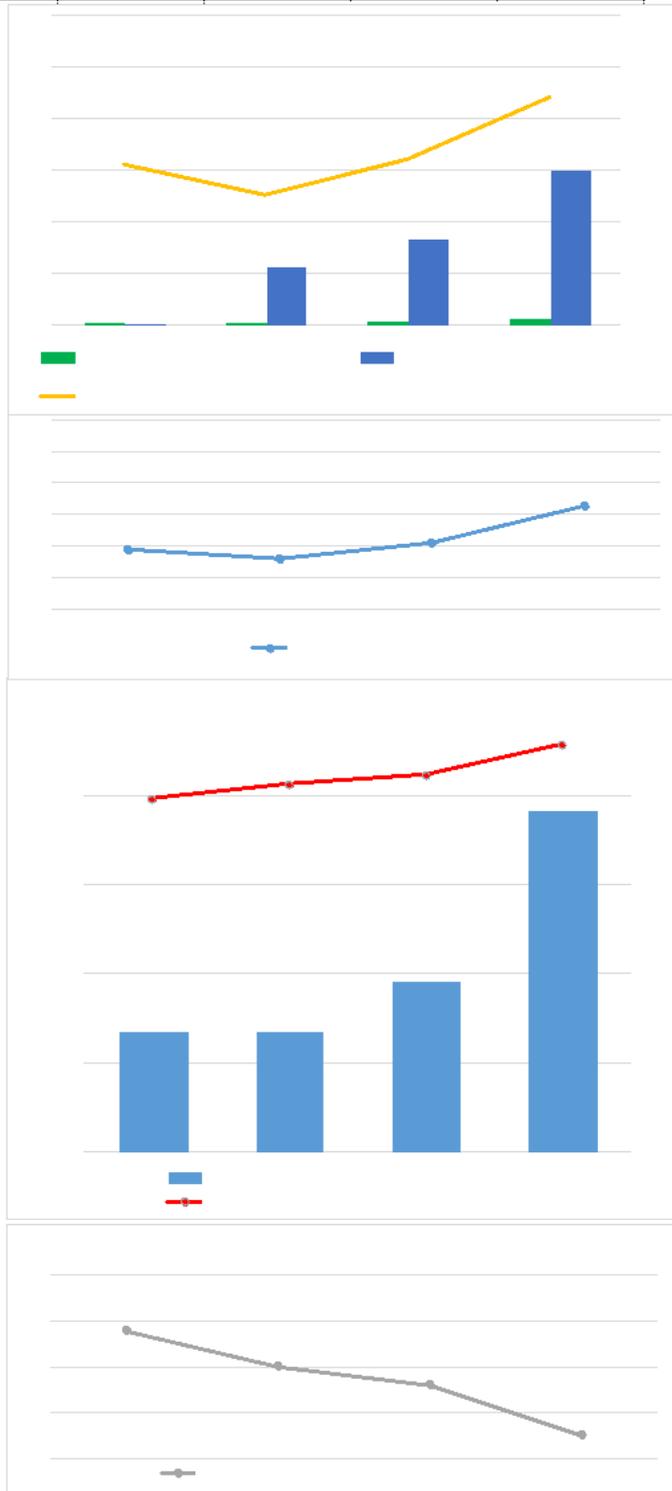
Indicadores financieros
Comunidad de regantes de Los Sauces - Estanque 1
Tipo de consumidor individual: Residencial consumo alto (L)

Consumo anual (kWh): 4.000

Potencia contratada (kW): 5,5

Potencia sistema FV colectivo (kWp): 112

Caso	1	2	3	4
Reparto autoconsumo según coeficiente	Dinámico	Estático		
Potencia FV asignada (kWp)	0,8	0,8	1,1	2,2



13.2.2 Consumidor tipo comercio o PYME:

Estimación de costes y ahorros

Comunidad de regantes de Los Sauces - Estanque 1

Gasto anual de energía eléctrica actual y previsto con autoconsumo

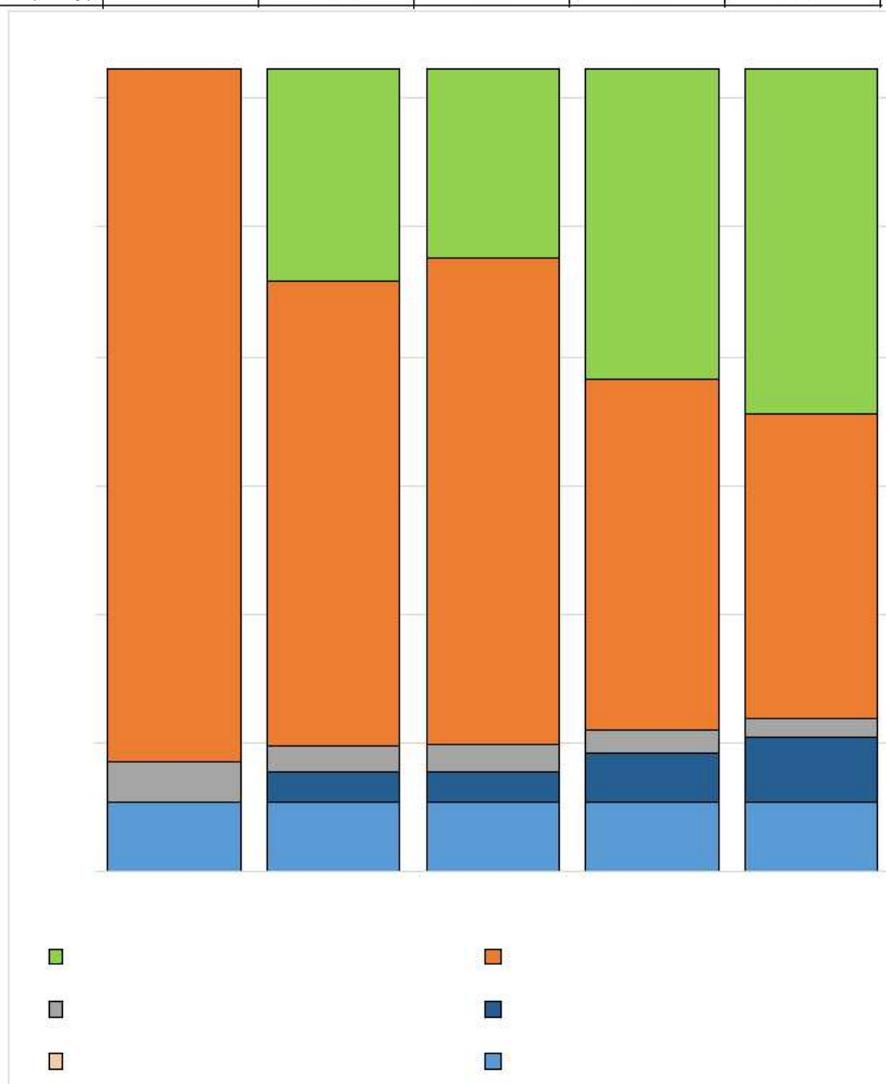
Tipo de consumidor individual: **Comercio o PYME**

Consumo anual (kWh): 50.000

Potencia contratada (kW): 12

Potencia sistema FV colectivo (kWp): 112

Caso	Actual	Autoconsumo o compartido a través de red			
	0	1	2	3	4
Tipo coef. Reparto	NA	Dinámico	Estático		
Coefficiente reparto	NA	9%	9%	15%	20%
Potencia FV asignada (kWp)	NA	9,8	9,8	16,8	22,4



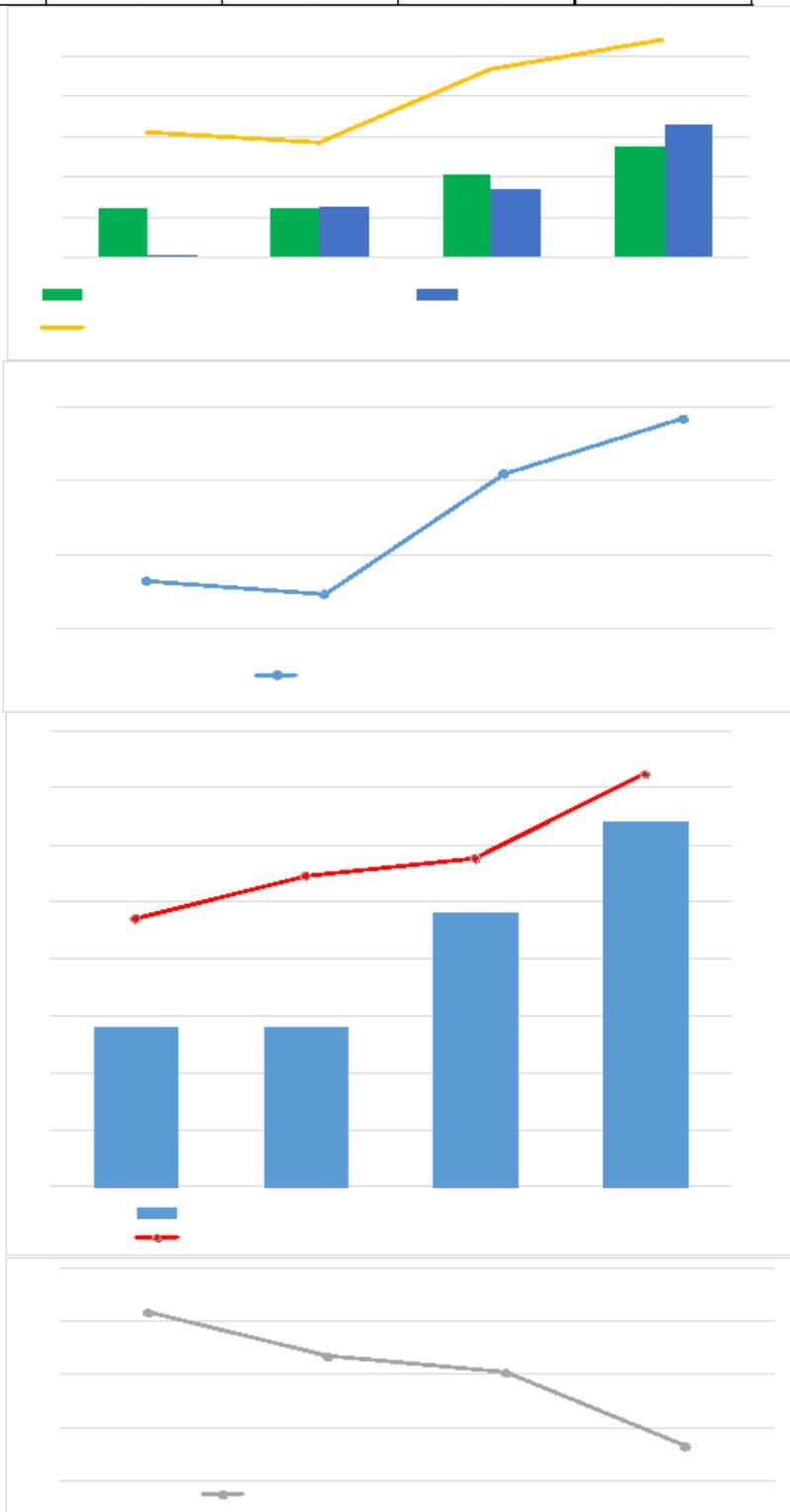
Indicadores financieros
Comunidad de regantes de Los Sauces - Estanque 1
Tipo de consumidor individual: Comercio o PYME

Consumo anual (kWh): 50.000

Potencia contratada (kW): 12

Potencia sistema FV colectivo (kWp): 112

Caso	1	2	3	4
Tipo coef. Reparto	Dinámico	Estático		
Potencia FV asignada (kWp)	9,8	9,8	16,8	22,4



13.2.3 Consumidor tipo organismo público:

Estimación de costes y ahorros

Comunidad de regantes de Los Sauces - Estanque 1

Gasto anual de energía eléctrica actual y previsto con autoconsumo

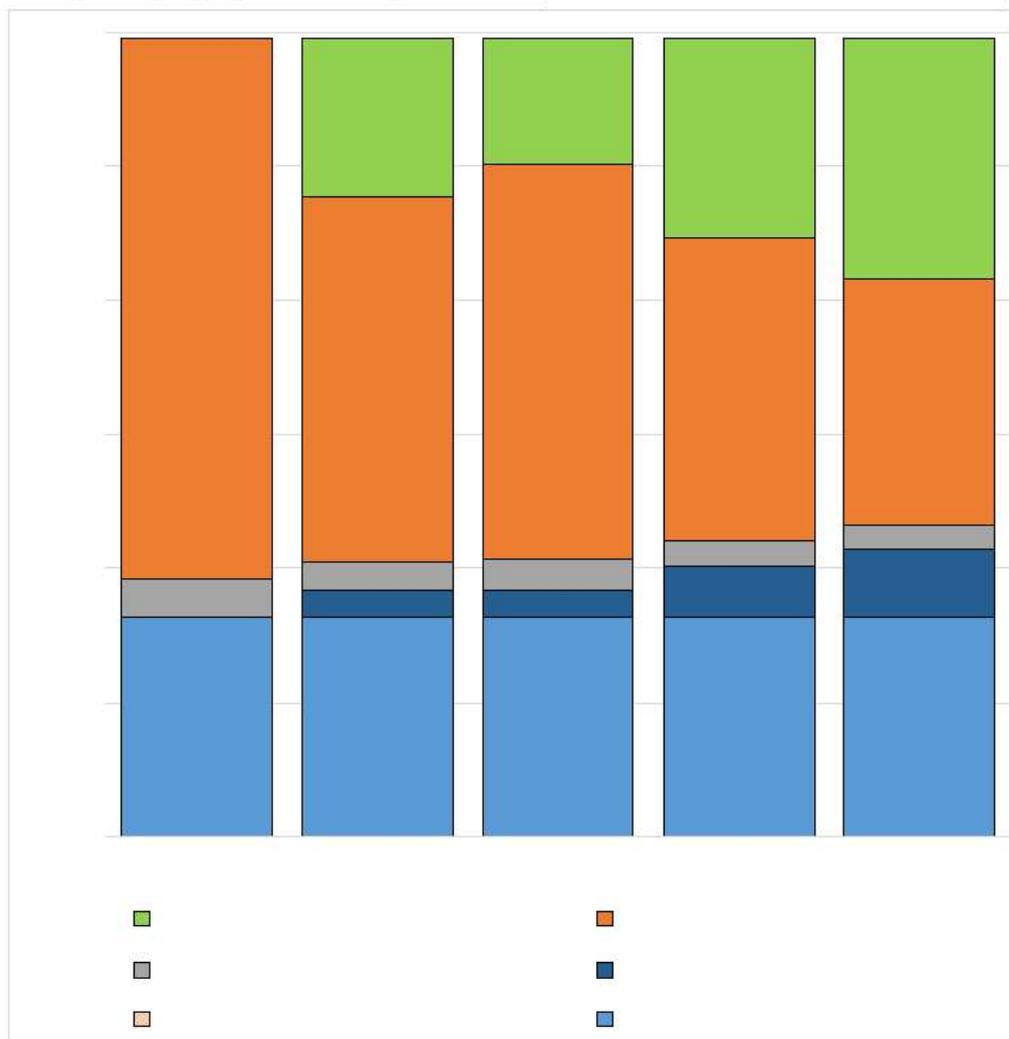
Tipo de consumidor individual: **Organismo público**

Consumo anual (kWh): 45.000

Potencia contratada (kW): 20

Potencia sistema FV colectivo (kWp): 112

Caso	Actual	Autoconsumo compartido a través de red			
	0	1	2	3	4
Tipo coef. reparto	NA	Dinámico	Estático		
Coefficiente reparto	NA	8%	8%	15%	20%
Potencia FV asignada (kWp)	NA	8,8	8,8	16,8	22,4



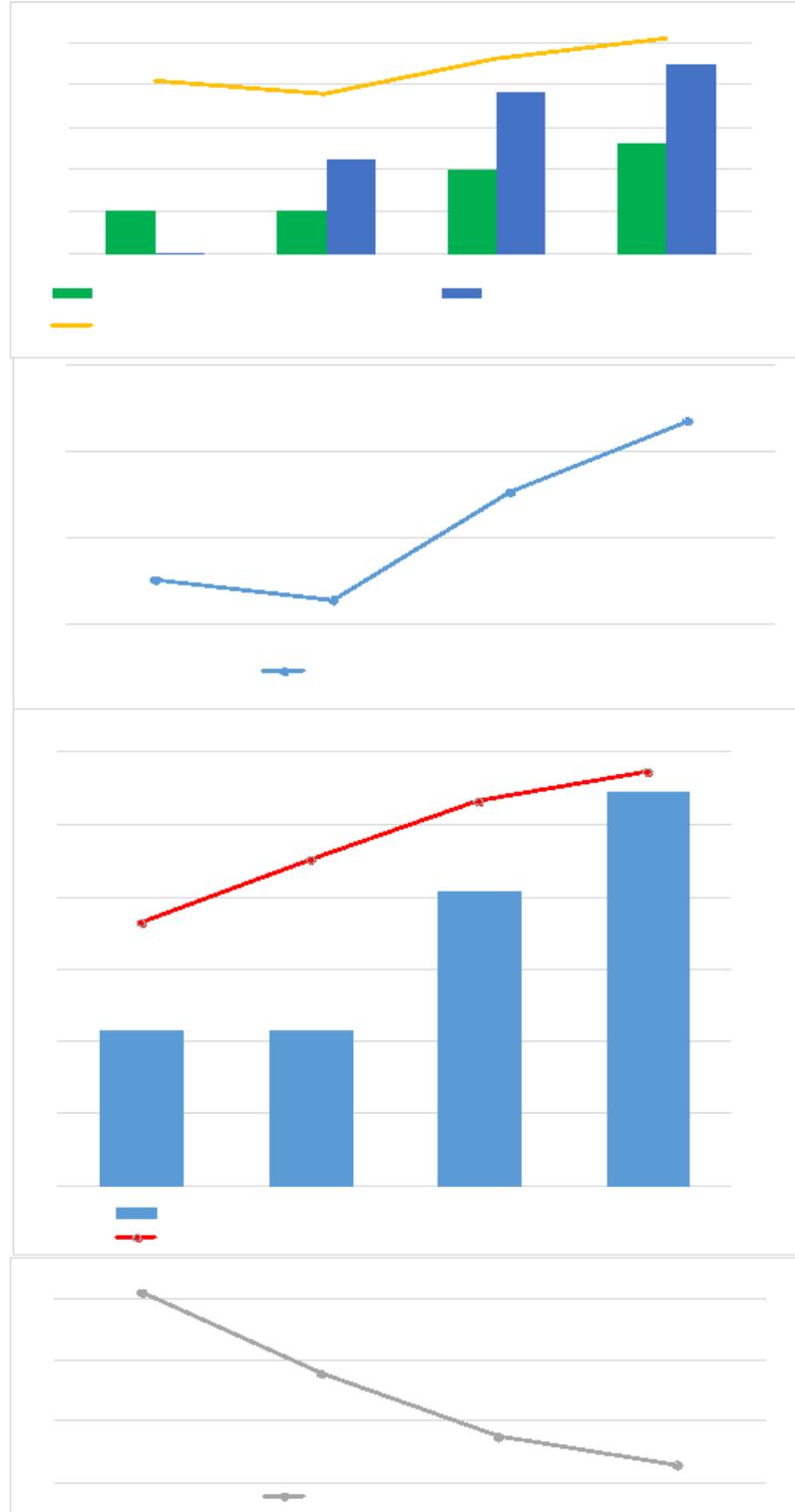
Indicadores financieros
Comunidad de regantes de Los Sauces - Estanque 1
Tipo de consumidor individual: Organismo público

Consumo anual (kWh): 45.000

Potencia contratada (kW): 20

Potencia sistema FV colectivo (kWp): 112

Caso	1	2	3	4
Tipo coef. Reparto	Dinámico	Estático		
Potencia FV asignada (kWp)	8,8	8,8	16,8	22,4



La primera observación que cabe hacer es que la interpretación de los resultados es la misma para todos los tipos de consumidores analizados. Los datos mostrados corresponden a la alternativa A1, es decir, para una instalación FV de 100 kW en Los Sauces. Para las otras dos alternativas, estanques 2 y 3 de Los Sauces, de menor capacidad que las anteriores los resultados serían muy parecidos aunque ligeramente peores ya que los costes (€/kW) de inversión y mantenimiento serán mayores (lo cual requiere mayor esfuerzo de inversión colectiva y mayor aportación de fondos de cada miembro de la comunidad) y la producción de energía (kWh/kW) es menor (lo que implica menores ahorros procedentes del autoconsumo de energía).

Aunque los valores numéricos son distintos en cada caso se observa una correlación semejante entre los diversos indicadores. Igualmente se aprecia que el valor del coeficiente de reparto del autoconsumo influye de manera similar en los resultados financieros de los consumidores.

El caso más favorable desde el punto de vista de viabilidad financiera (mayor rentabilidad o TIR y menor período de retorno de la inversión) se da cuando se consideran coeficientes de reparto dinámicos. Sin embargo, el mayor ahorro, en detrimento de la rentabilidad de la inversión, se presenta, como no podría ser de otra forma, en el caso en el que mayor es la participación del consumidor en el proyecto (cuanto mayor es su coeficiente de reparto y también mayor su contribución a la inversión).

Dado que la normativa actual aún no permite la aplicación de coeficientes dinámicos es preferible centrar el análisis en los casos con coeficiente estático y comparar los resultados entre sí y con los que cabría esperar de un sistema de autoconsumo individual.

Cabe destacar que la aplicación de coeficientes dinámicos implica que no haya vertido de excedentes en la red y se aproveche toda la energía de autoconsumo por los consumidores localizados en la red próxima al sistema FV dado que el consumo agregado de una parte del colectivo es superior a la potencia generada por la instalación en todas las horas del día en las que hay generación eléctrica. Sin embargo, aunque el valor del coeficiente estático sea bajo e igual al valor del coeficiente dinámico (caso 2), el vertido de excedentes, aunque reducido, es inevitable cuando se aplican coeficientes estáticos ya que la demanda individual de cualquier consumidor no va a ser siempre superior a la cuota de generación que tiene asignada a través de dicho coeficiente.

Se observa que los fondos aportados por cada consumidor tipo en función del coeficiente de reparto equivalen a sufragar una parte de la instalación colectiva, siendo el coste (€/Wp) de dicha fracción en torno a un 50% inferior al coste que tendría una instalación individual de igual potencia lo que evidencia la idoneidad de optar por una instalación colectiva compartida frente a una individual.

Los plazos de recuperación de la inversión son razonables para todos los tipos de consumidores en todos los casos analizados, incluso en algunos casos en los que estos elijan altos coeficientes de reparto, es decir, opten por una elevada participación en la instalación colectiva. Sin embargo, la rentabilidad financiera ya no es tan atractiva en esos casos, lo que debería alentar a estos a elegir coeficientes bajos, contribuyendo a que la comunidad energética dé cabida a un mayor número de miembros para completar el cupo.

14 Conclusiones y recomendaciones

A la vista de los resultados financieros obtenidos puede concluirse que la realización de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo para comunidades energéticas en Los Sauces son técnica y económicamente viables.

En base a los valores obtenidos en el análisis financiero es evidente que la participación en una comunidad energética con propiedad compartida de un sistema de autoconsumo colectivo a través de red es una opción más rentable, que requiere menos desembolso económico, que cualquier otra iniciativa particular de autoconsumo individual.

Se recomienda permitir a cada miembro de la comunidad decidir el grado de participación en la instalación colectiva, es decir, elegir libremente el coeficiente de reparto que determinará la cantidad de fondos a aportar y la cantidad de energía generada susceptible de ser autoconsumida. Será responsabilidad de cada miembro adoptar hábitos de consumo que maximicen el consumo de energía solar concentrando su consumo en las horas de radiación solar.

Tanto más numerosa deberá ser la comunidad energética cuanto menor sea el coeficiente de reparto de autoconsumo de los consumidores lo que a su vez favorecerá el mayor aprovechamiento de la energía solar y minimizará el vertido de excedentes a la red. En cualquier caso la viabilidad financiera del proyecto está asegurada en la medida en que los fondos necesarios para acometer la inversión procederán de los miembros de la comunidad que recuperarán su inversión en menor o mayor plazo dependiendo de su grado de participación (coeficiente de reparto) y del mayor o menor aprovechamiento que hagan de su parte alícuota de la instalación y de la energía producida.

El valor de los ahorros e indicadores financieros obtenidos está basado en el sistema de tarifas y períodos tarifarios vigentes en el momento de realizar este estudio que se verá modificado a partir de la entrada en vigor del nuevo sistema de peajes de transporte y distribución de electricidad publicado en el BOE vía circular de la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia). (https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-1066). Dicha normativa establece al menos tres períodos tarifarios para todo tipo de consumidores, seis períodos en el caso de consumidores tipo organismo público.

El análisis contempla la utilización de coeficientes de autoconsumo dinámicos a modo comparativo. Si bien la reglamentación vigente no permite aplicar este tipo de coeficientes no se descarta su posible utilización en el futuro, cuando la normativa regule la forma de aplicarlos. Conviene señalar, no obstante, que los coeficientes dinámicos pueden ocasionar ciertas distorsiones en el modelo y perjudicar a unos consumidores frente a otros. Podría ocurrir que un consumidor se comprometiera con una aportación de fondos determinada (supongamos 5% con lo que le correspondería a su vez un reparto del 5% de la energía producida) pero que por sus hábitos de consumo no llegase a autoconsumir en la misma proporción (es decir su coeficiente dinámico de reparto resultante fuese inferior a 0.05) y viceversa, un consumidor con una cierta aportación obtuviese mayor reparto de energía que el que le corresponde por tener mejores hábitos de consumo. Una forma de evitar ese tipo de distorsión podría ser introduciendo la figura de un gestor energético que sufragase íntegramente la inversión y vendiese la energía autoconsumida a los consumidores según su consumo efectivo y de

 La Palma Renovable	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidad energética Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces, La Palma		
	Memoria	Noviembre 2020	Rev 0

acuerdo al coeficiente de reparto dinámico, pero este es un escenario mucho más complejo que el anterior ya que requeriría que los consumidores pagasen dos facturas de electricidad en vez de una, o agrupar todos los consumidores en una única comercializadora que suscribiese un contrato bilateral con el gestor energético, lo que complicaría un poco más el proyecto.

 La Palma Renovable	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidades energéticas Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces y Los Llanos de Aridane, La Palma		
	Memoria	Noviembre 2020	Rev 0

15 Anexos

 La Palma Renovable	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidades energéticas Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces y Los Llanos de Aridane, La Palma		
	Memoria	Noviembre 2020	Rev 0

A1. Planos de implantación preliminar



Características técnicas de las instalaciones:

- Módulos solares monocristalinos de 520 Wp de potencia unitaria
- Los módulos se conectan en serie formando cadenas que se agrupan en paralelo
- Inversor string trifásico, 400 V tensión de salida
- Los módulos solares se instalan sobre estructura fija con orientación acimutal
- Los paneles se colocan en posición vertical en filas de un panel
- 2 m de retranqueo entre la pared y los paneles
- Punto de conexión situado en apoyo de línea aérea de BT de Endesa distribución

Alternativa	Características	Potencia (kWp)	Inversor (kW)	Serie	Paralelo	Inclinación	Separación ejes filas (m)	Acimut
A1	Estanque 1	112	100	18	12	15	4	-18°
A2	Estanque 2	55	50	15	7	15	3.5	-38°
A3	Estanque 3	42	36	10	8	15	3.5	-13°

	EDISTRIBUCION REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO
	EDISTRIBUCION REDES DIGITALES TRAMO BT TRENZADO

Coordenadas UTM del Estanque 1
 Huso 28, 228905 m E, 3189400 m N
 Lat: 28.803655° N, 17.777488° O

Coordenadas UTM del Estanque 2
 Huso 28, 228924 m E, 3189490 m N
 Lat: 28.804478° N, 17.777316° O

Coordenadas UTM del Estanque 3
 Huso 28, 229005 m E, 3189434 m N
 Lat: 28.803982° N, 17.776479° O



PROMOTOR Y PETICIONARIO:

INGENIERIA:
 INGENIERO INDUSTRIAL
 Santiago Abaitua
 COIIM 9936

UBICACIÓN:
 Los Sauces, La Palma
 FECHA:
 Noviembre 2020

PROYECTO:

Instalación fotovoltaica en comunidades energéticas
 Potencia: 41-112 kWp
 (autoconsumo compartido)

PLANO:

Implantación

DIBUJADO SA
 REVISADO SA
 APROBADO FC

CODIGO:
 LP-20-07-G3

REVISIÓN:
 A01

HOJA:
 1 de 1

ESCALA:
 1:1000

 La Palma Renovable	Instalación fotovoltaica de autoconsumo en comunidades energéticas Estudio de viabilidad técnico económica Los Sauces y Los Llanos de Aridane, La Palma		
	Memoria	Noviembre 2020	Rev 0

A2. Estimación de recurso y producción FV

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Los Sauces

Variant: Estanque 1

Sheds, single array

System power: 112 kWp

Los Sauces - Spain

Author

Abaitua Santiago (Spain)



Project: Los Sauces

Variant: Estanque 1

PVsyst V7.1.0

Simulation date:
30/11/20 19:08
with v7.1.0

Estudio de viabilidad técnico económica

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Los Sauces	Latitude 28.80 °N	Albedo 0.20
Spain	Longitude -17.78 °W	
	Altitude 332 m	
	Time zone UTC	
Meteo data		
Los Sauces		
Meteonorm 7.3 (1998-2010), Sat=100% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Sheds, single array	
Simulation for year no 1		
PV Field Orientation	Near Shadings	User's needs
Fixed plane	Linear shadings	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth 15 / -18 °		
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 216 units	Nb. of units 1 Unit	
Pnom total 112 kWp	Pnom total 100 kWac	
	Pnom ratio 1.123	

Results summary

Produced Energy 178.0 MWh/year	Specific production 1585 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 94.07 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



Project: Los Sauces

Variant: Estanque 1

PVsyst V7.1.0

Simulation date:
30/11/20 19:08
with v7.1.0

Estudio de viabilidad técnico económica

General parameters

Grid-Connected System		Sheds, single array			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds		Transposition	
Fixed plane		9 units		Perez	
Tilt/Azimuth		Single array		Diffuse	
15 / -18 °		Sizes		Perez, Meteonorm	
		Sheds spacing		Circumsolar	
		4.00 m		separate	
		Collector width			
		2.23 m			
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		55.8 %			
		Top inactive band			
		0.02 m			
		Bottom inactive band			
		0.02 m			
		Shading limit angle			
		Limit profile angle			
		17.7 °			
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		Linear shadings		Unlimited load (grid)	
Bifacial system					
Model		2D Calculation			
		unlimited sheds			
Sizes					
Sheds spacing		4.00 m			
Sheds width		2.27 m			
Limit profile angle		17.7 °			
GCR		56.8 %			
Height above ground		1.50 m			
Bifacial model definitions					
Ground albedo		0.30			
Bifaciality factor		70 %			
Rear shading factor		0.0 %			
Rear mismatch loss		10.0 %			
Module transparency		0.0 %			

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	SMA
Model	JKM520M-7TL4-BDVP	Model	Sunny Highpower Peak 3 - SHP100-20
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	520 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	216 units	Number of inverters	1 Unit
Nominal (STC)	112 kWp	Total power	100 kWac
Modules	12 Strings x 18 In series	Operating voltage	590-1000 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.12
Pmpp	103 kWp		
U mpp	676 V		
I mpp	152 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	112 kWp	Total power	100 kWac
Total	216 modules	Nb. of inverters	1 Unit
Module area	546 m²	Pnom ratio	1.12
Cell area	514 m²		



Project: Los Sauces

Variant: Estanque 1

PVsyst V7.1.0

Simulation date:
30/11/20 19:08
with v7.1.0

Estudio de viabilidad técnico económica

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 1.0 %

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.1 %

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.999	0.986	0.963	0.895	0.704	0.000

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module average degradation

Year no 1

Loss factor 0.5 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.5 %/year

Vmp RMS dispersion 0.5 %/year

DC wiring losses

Global array res. 74 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Module mismatch losses

Loss Fraction 1.0 % at MPP

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 0.5 %
1.8 days,
3 periods

Auxiliaries loss

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 400 Vac tri

Loss Fraction 0.3 % at STC

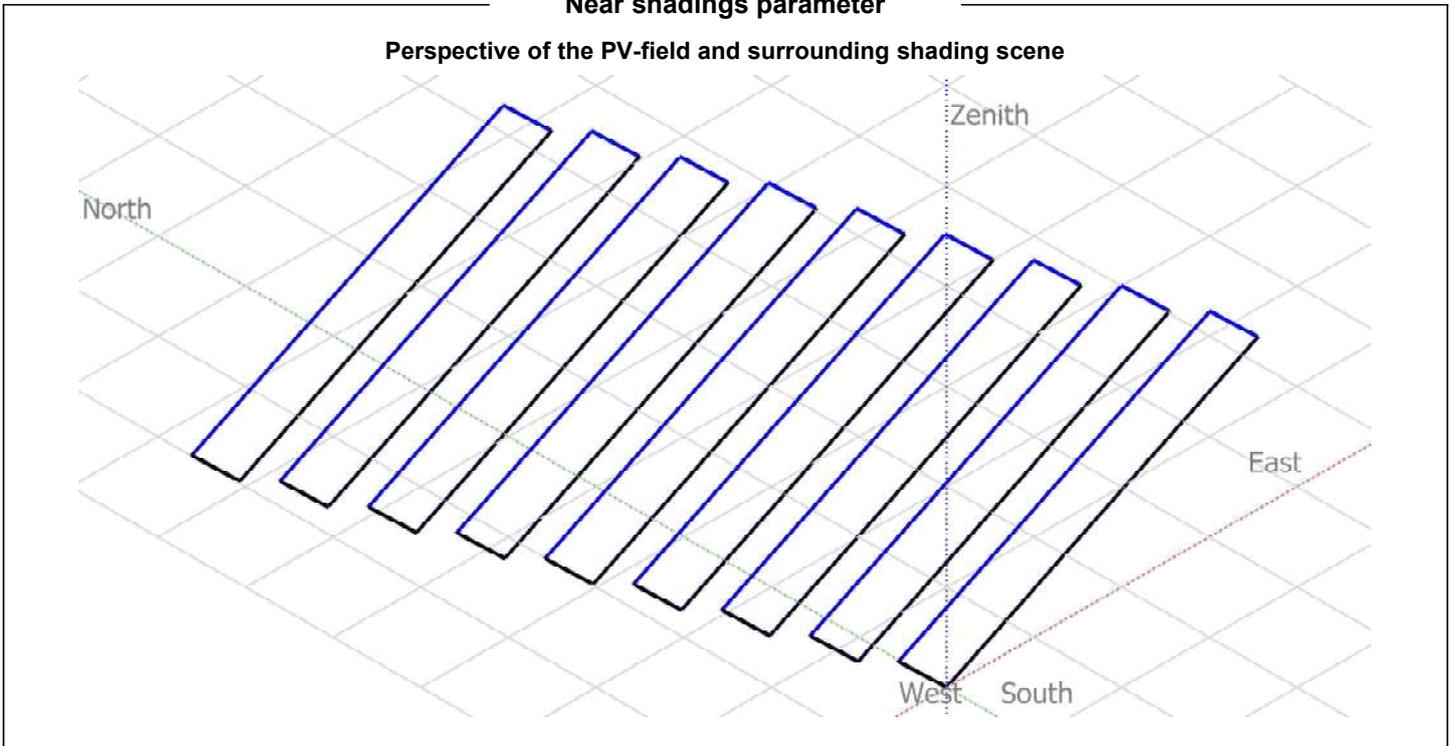
Inverter: Sunny Highpower Peak 3 - SHP100-20

Wire section (One inverter) Alu 1 x 3 x 240 mm²

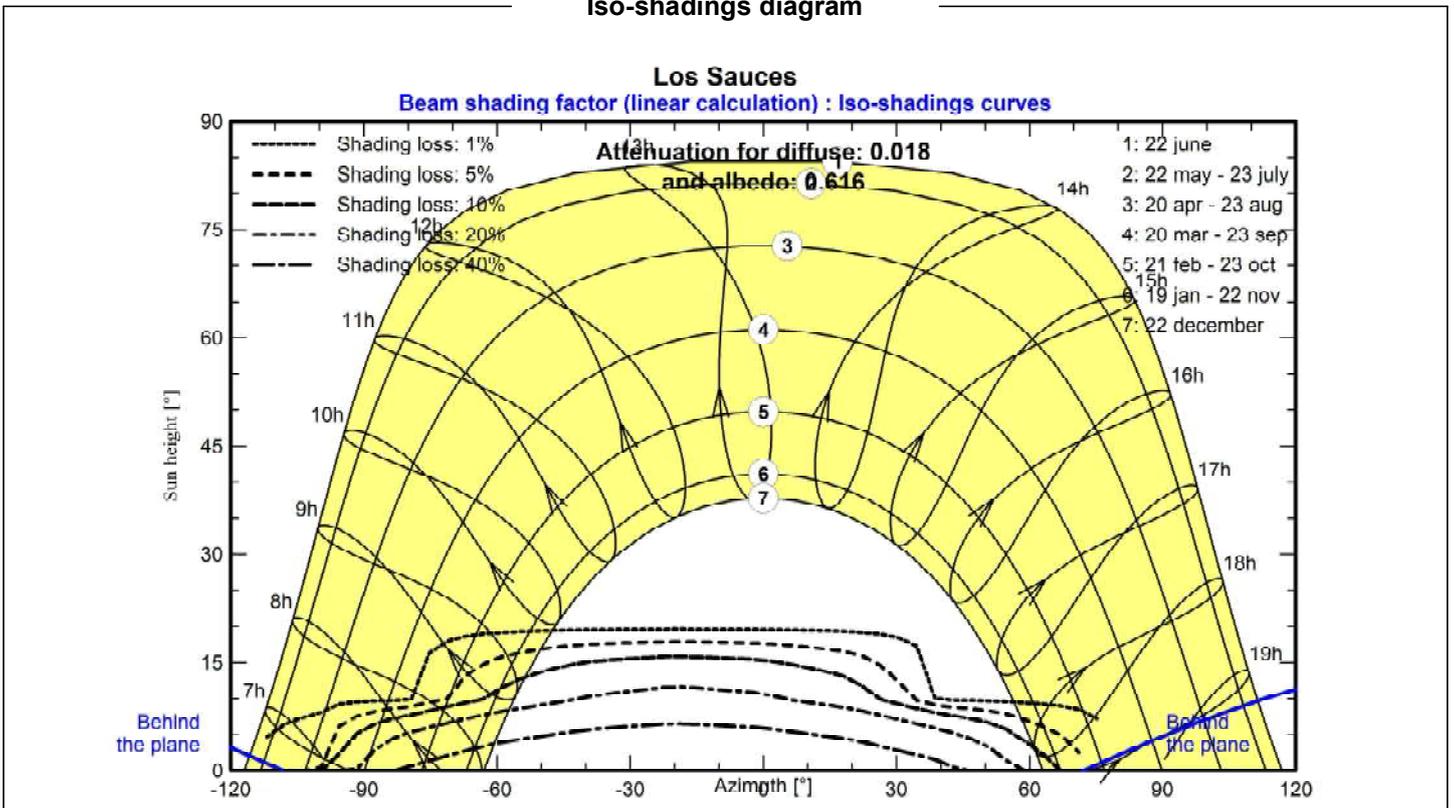
Wires length 30 m



Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





Project: Los Sauces

Variant: Estanque 1

PVsyst V7.1.0

Simulation date:
30/11/20 19:08
with v7.1.0

Estudio de viabilidad técnico económica

Main results

System Production

Produced Energy 178.0 MWh/year

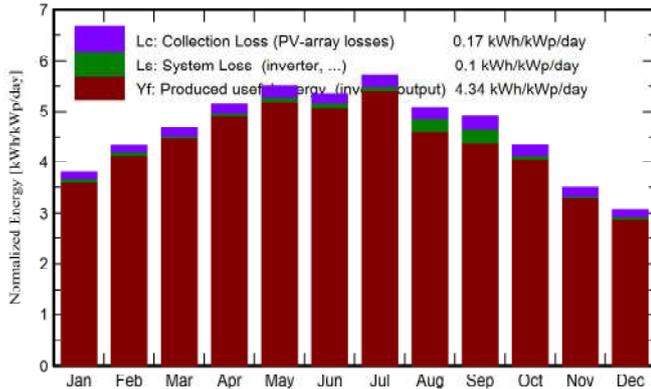
Specific production

1585 kWh/kWp/year

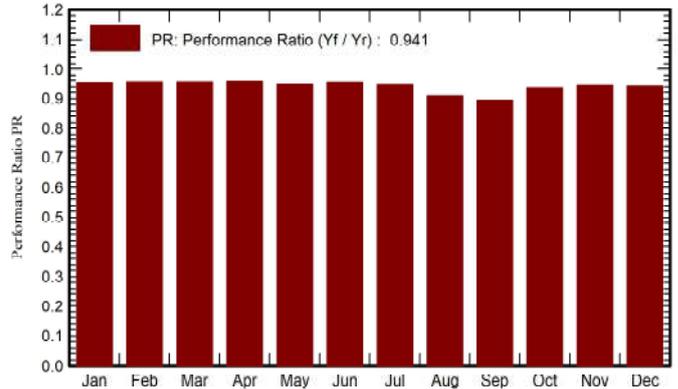
Performance Ratio PR

94.07 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

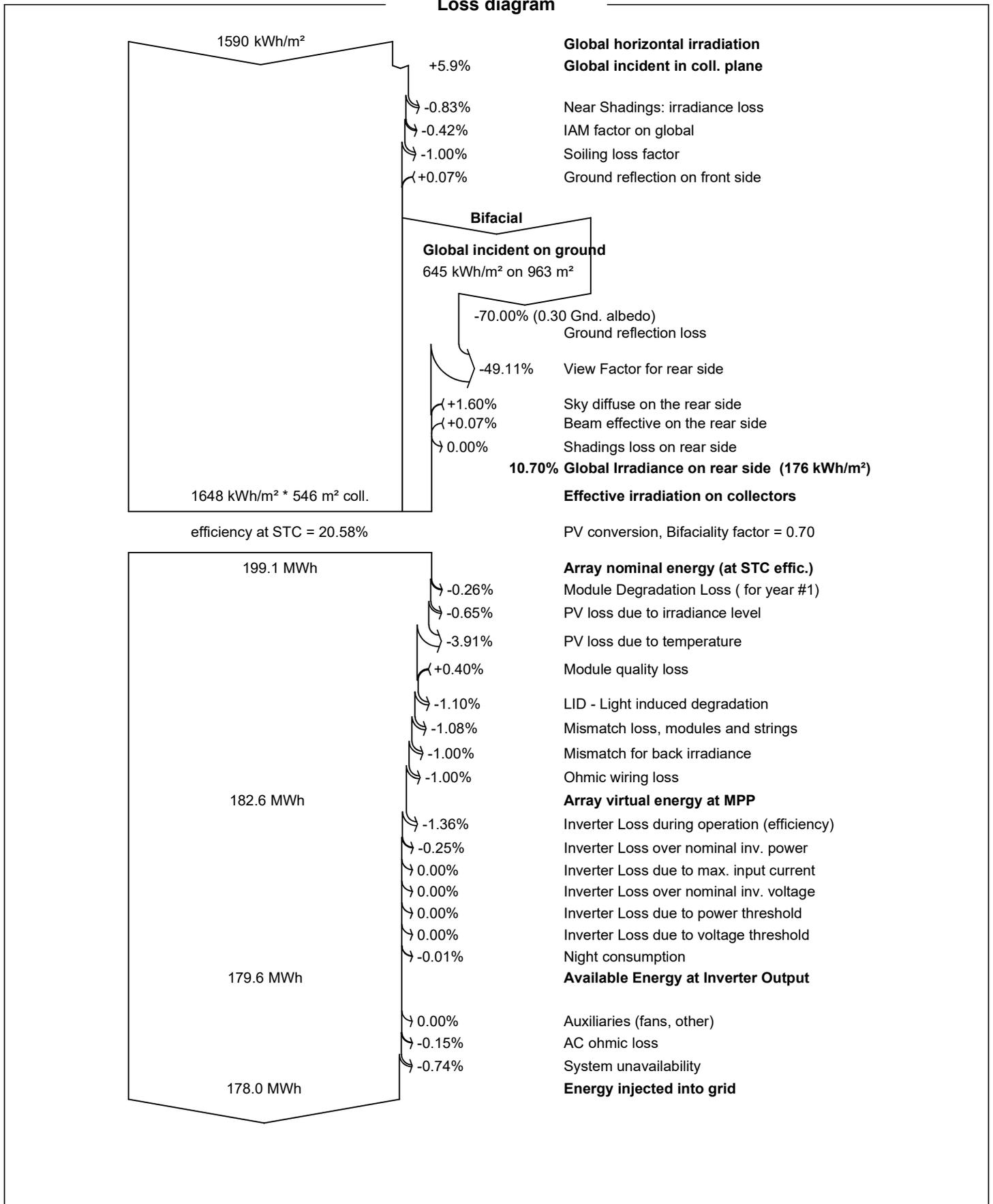
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	97.7	43.19	16.51	118.0	115.4	12.81	12.61	0.952
February	105.1	45.12	16.65	121.2	118.6	13.19	12.99	0.954
March	135.0	67.54	17.31	144.9	141.8	15.77	15.53	0.954
April	149.7	80.89	17.54	154.1	150.7	16.81	16.56	0.956
May	173.5	79.38	18.97	170.4	166.8	18.42	18.14	0.948
June	165.6	77.99	20.33	160.0	156.6	17.41	17.13	0.954
July	181.8	84.92	22.39	177.3	173.6	19.14	18.85	0.947
August	155.3	81.93	22.86	157.3	153.9	16.94	16.05	0.909
September	139.1	68.03	22.48	146.8	143.7	15.68	14.75	0.895
October	120.3	54.38	21.71	134.5	131.8	14.37	14.15	0.937
November	88.9	45.25	19.22	104.9	102.3	11.30	11.13	0.944
December	78.3	37.78	17.78	95.5	92.9	10.27	10.11	0.943
Year	1590.4	766.41	19.50	1684.7	1648.1	182.10	178.00	0.941

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



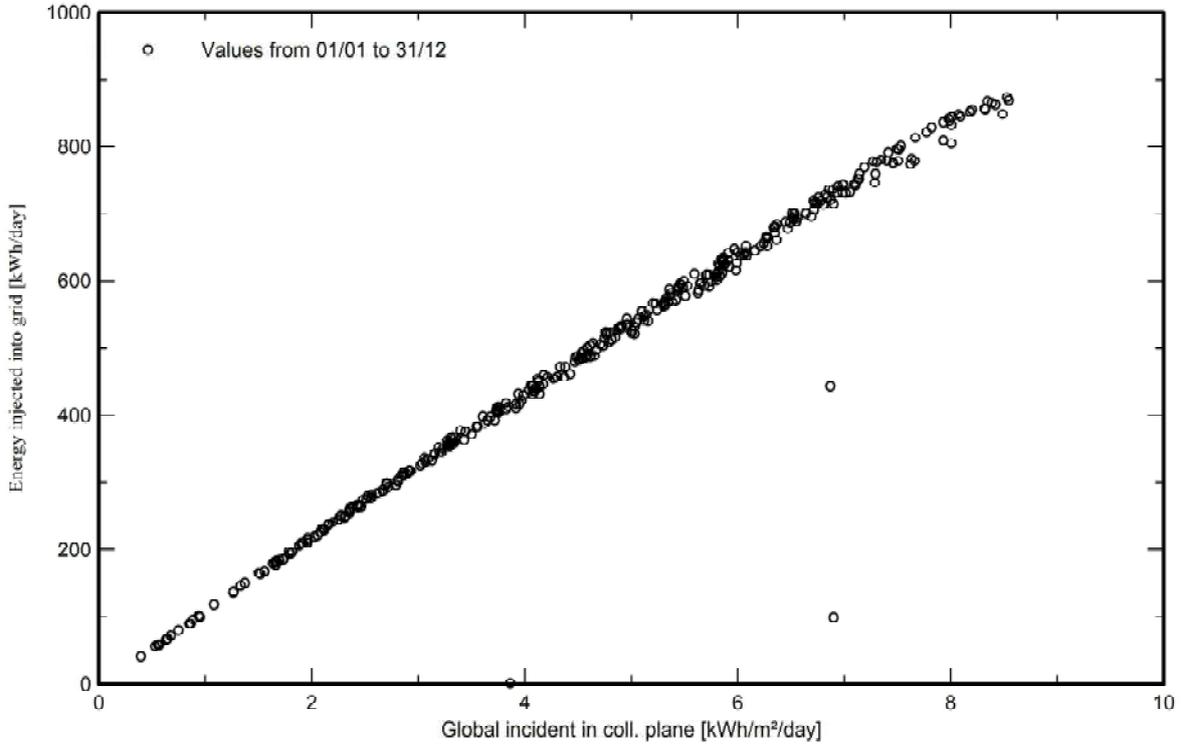
Loss diagram



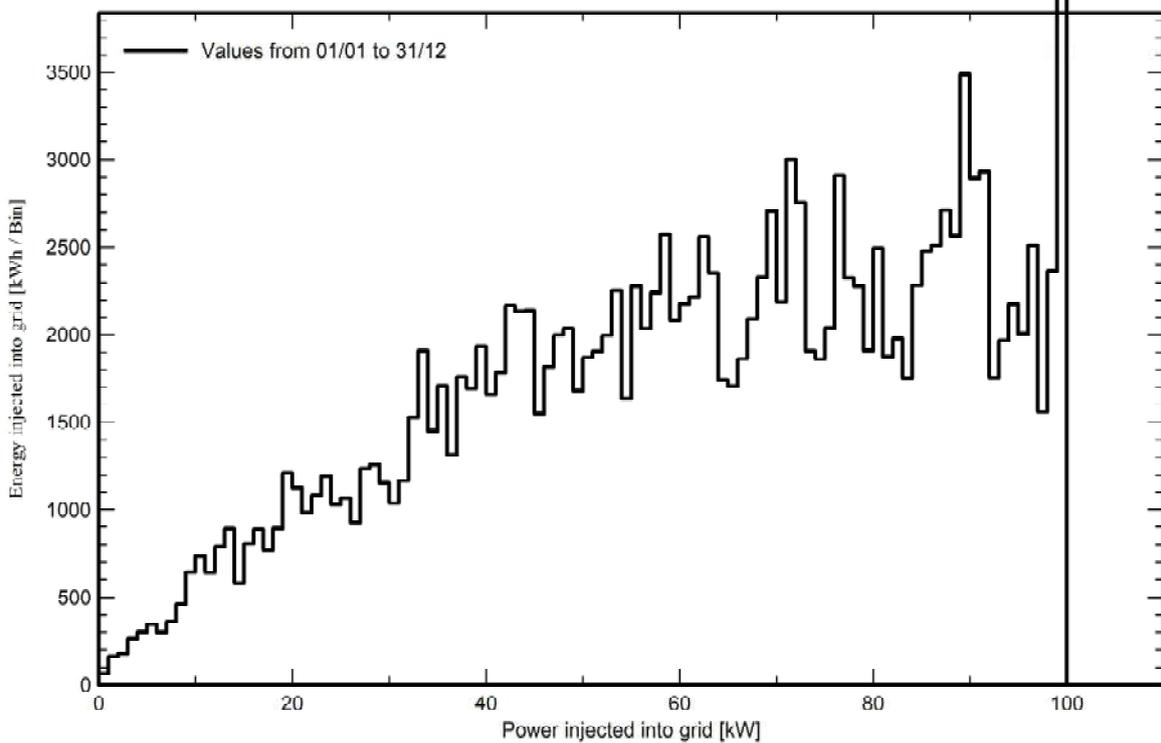


Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Los Sauces

Variant: Estanque 2 sombra

Sheds, single array

System power: 54.6 kWp

Los Sauces - Spain

Author

Abaitua Santiago (Spain)



Project: Los Sauces

Variant: Estanque 2 sombra

PVsyst V7.1.0

Simulation date:
30/11/20 19:41
with v7.1.0

Estudio de viabilidad técnico económica

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Los Sauces	Latitude 28.80 °N	Albedo 0.20
Spain	Longitude -17.78 °W	
	Altitude 332 m	
	Time zone UTC	
Meteo data		
Los Sauces		
Meteonorm 7.3 (1998-2010), Sat=100% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Sheds, single array		
Simulation for year no 1			
PV Field Orientation	Near Shadings	User's needs	
Fixed plane	Linear shadings	Unlimited load (grid)	
Tilt/Azimuth 15 / -38 °			
System information			
PV Array		Inverters	
Nb. of modules 105 units		Nb. of units 1 Unit	
Pnom total 54.6 kWp		Pnom total 50.0 kWac	
		Pnom ratio 1.092	

Results summary

Produced Energy 83.02 MWh/year	Specific production 1520 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 91.30 %
Apparent energy 83.02 MVAh		

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



Project: Los Sauces

Variant: Estanque 2 sombra

PVsyst V7.1.0

Simulation date:
30/11/20 19:41
with v7.1.0

Estudio de viabilidad técnico económica

General parameters

Grid-Connected System		Sheds, single array			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds		Transposition	
Fixed plane		7 units		Perez	
Tilt/Azimuth		Single array		Diffuse	
15 / -38 °		Sizes		Perez, Meteonorm	
		Sheds spacing		Circumsolar	
		3.50 m		separate	
		Collector width			
		2.23 m			
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		63.7 %			
		Top inactive band			
		0.02 m			
		Bottom inactive band			
		0.02 m			
		Shading limit angle			
		Limit profile angle			
		23.7 °			
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		Linear shadings		Unlimited load (grid)	
Bifacial system					
Model		2D Calculation			
		unlimited sheds			
Sizes					
Sheds spacing		3.50 m			
Sheds width		2.27 m			
Limit profile angle		23.7 °			
GCR		64.9 %			
Height above ground		1.50 m			
Bifacial model definitions					
Ground albedo		0.30			
Bifaciality factor		70 %			
Rear shading factor		0.0 %			
Rear mismatch loss		10.0 %			
Module transparency		0.0 %			
Grid injection point					
Power factor					
Cos(phi) (leading)		1.000			

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	SMA
Model	JKM520M-7TL4-BDVP	Model	Sunny Tripower 75000-CORE1
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	520 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Number of PV modules	105 units	Number of inverters	1 Unit
Nominal (STC)	54.6 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	7 Strings x 15 In series	Operating voltage	500-670 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.09
Pmpp	49.8 kWp		
U mpp	563 V		
I mpp	88 A		



Project: Los Sauces

Variant: Estanque 2 sombra

PVsyst V7.1.0

Simulation date:
30/11/20 19:41
with v7.1.0

Estudio de viabilidad técnico económica

PV Array Characteristics

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	55 kWp	Total power	50 kWac
Total	105 modules	Nb. of inverters	1 Unit
Module area	266 m ²	Pnom ratio	1.09
Cell area	250 m ²		

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	106 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	1.1 %	Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	1.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss		Module average degradation						
Loss Fraction	0.1 %	Year no	1					
		Loss factor	0.5 %/year					
		Mismatch due to degradation						
		Imp RMS dispersion	0.5 %/year					
		Vmp RMS dispersion	0.5 %/year					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.999	0.986	0.963	0.895	0.704	0.000

System losses

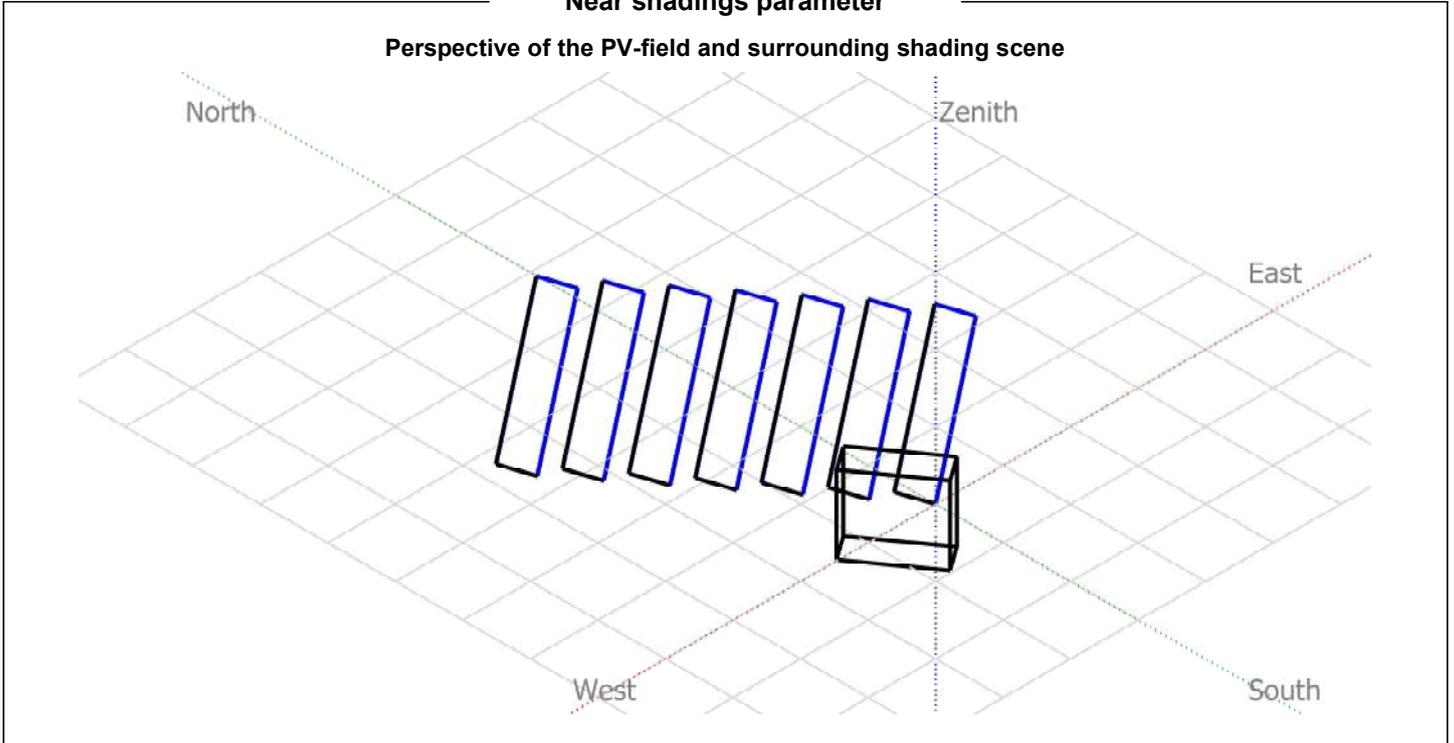
Unavailability of the system		Auxiliaries loss	
Time fraction	0.5 %		
	1.8 days,		
	3 periods		

AC wiring losses

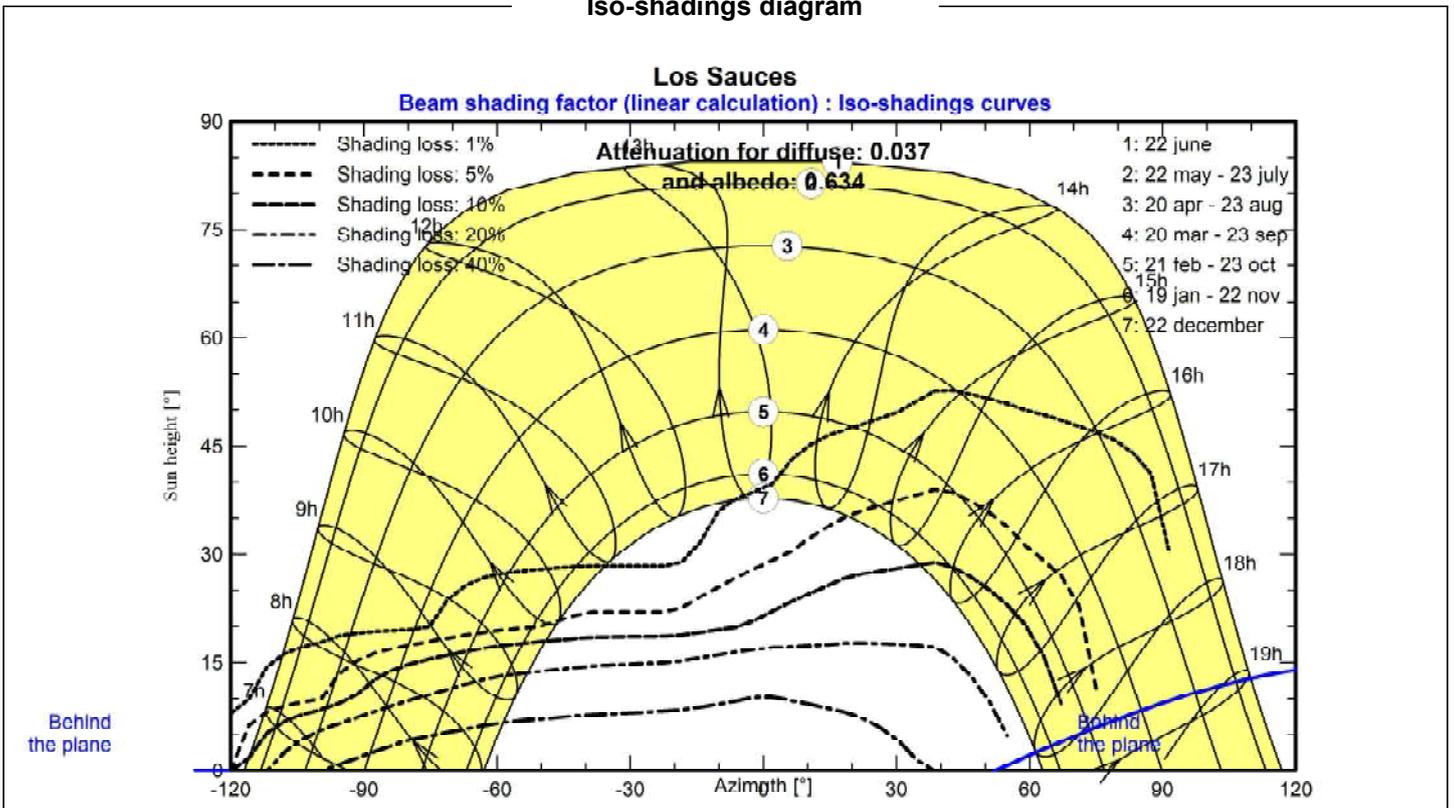
Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	400 Vac tri
Loss Fraction	0.1 % at STC
Inverter: Sunny Tripower 75000-CORE1	
Wire section (One inverter)	Alu 1 x 3 x 240 mm ²
Wires length	30 m



Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





Project: Los Sauces

Variant: Estanque 2 sombra

PVsyst V7.1.0

Simulation date:
30/11/20 19:41
with v7.1.0

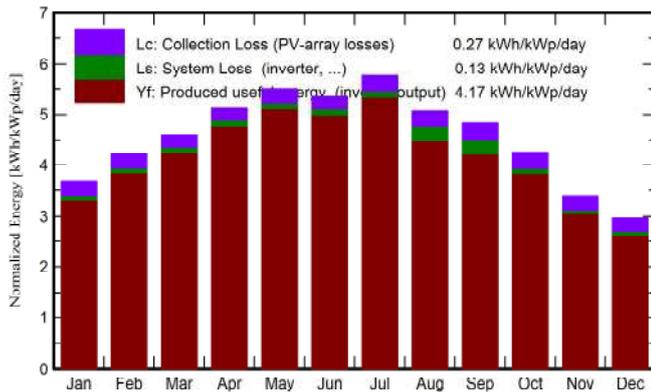
Estudio de viabilidad técnico económica

Main results

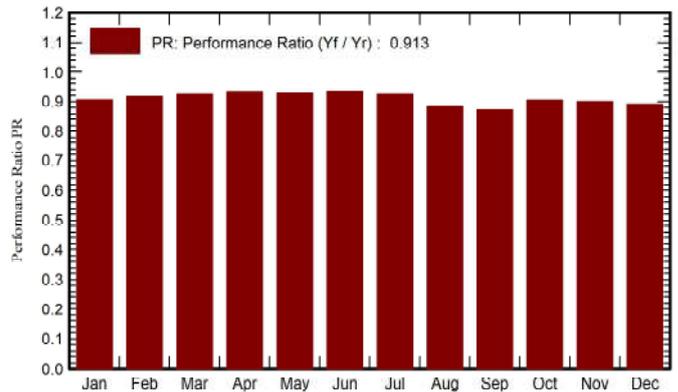
System Production

Produced Energy	83.02 MWh/year	Specific production	1520 kWh/kWp/year
Apparent energy	83.02 MVAh	Performance Ratio PR	91.30 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	97.7	43.19	16.51	114.1	107.8	5.780	5.644	0.906
February	105.1	45.12	16.65	117.8	112.5	6.036	5.897	0.917
March	135.0	67.54	17.31	142.4	137.4	7.379	7.212	0.928
April	149.7	80.89	17.54	153.7	148.9	8.013	7.835	0.934
May	173.5	79.38	18.97	170.5	165.7	8.869	8.665	0.931
June	165.6	77.99	20.33	160.4	156.0	8.388	8.193	0.935
July	181.8	84.92	22.39	178.7	173.9	9.254	9.050	0.927
August	155.3	81.93	22.86	157.3	152.6	8.091	7.614	0.887
September	139.1	68.03	22.48	145.0	140.4	7.398	6.908	0.873
October	120.3	54.38	21.71	131.9	126.9	6.674	6.516	0.905
November	88.9	45.25	19.22	101.9	96.2	5.127	5.010	0.901
December	78.3	37.78	17.78	91.9	85.8	4.585	4.473	0.892
Year	1590.4	766.41	19.50	1665.4	1604.1	85.594	83.016	0.913

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



Project: Los Sauces

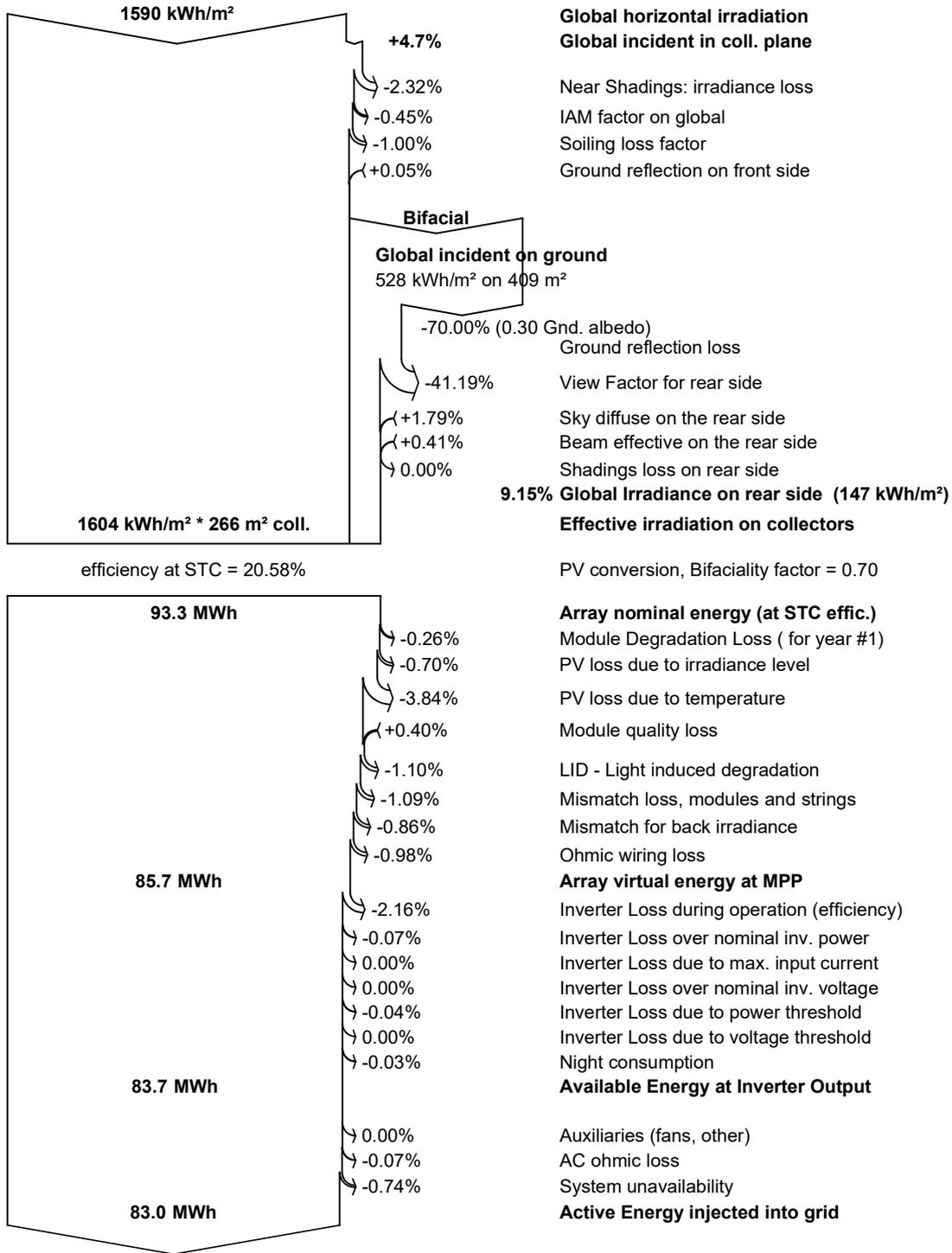
Variant: Estanque 2 sombra

PVsyst V7.1.0

Simulation date:
30/11/20 19:41
with v7.1.0

Estudio de viabilidad técnico económica

Loss diagram



0.0 MVAR
83.0 MVA

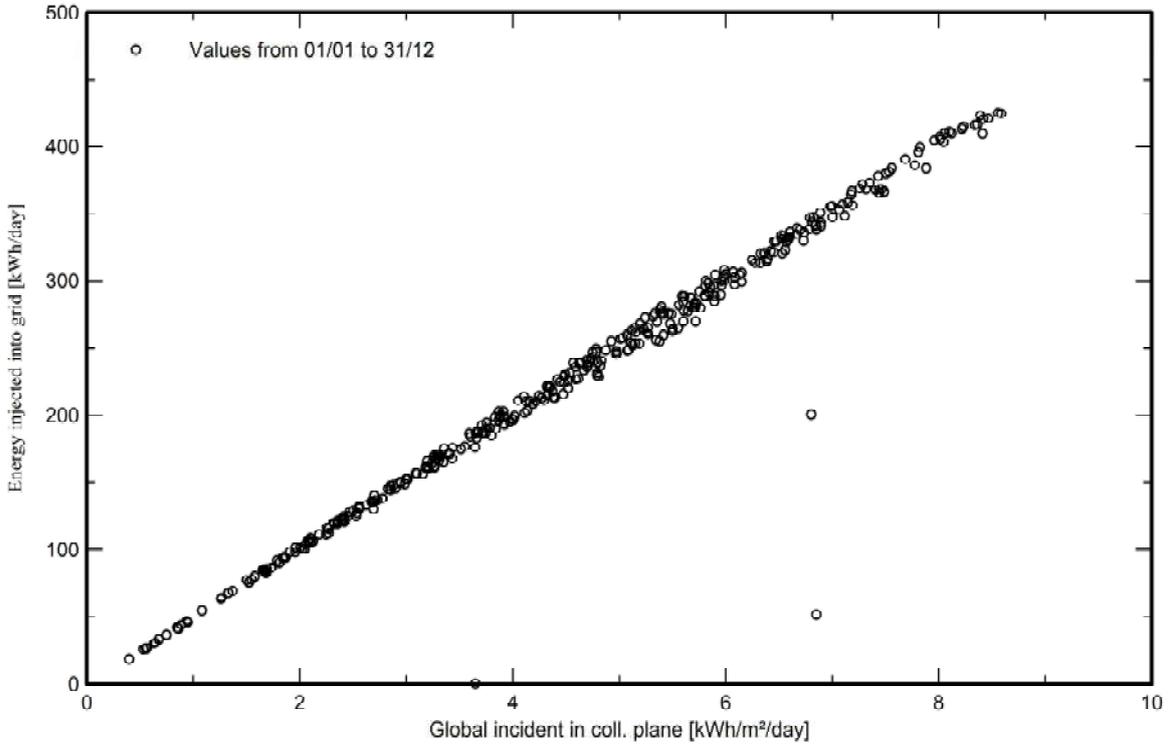
Reactive energy to the grid: Cos(phi) = 1.000

Apparent energy to the grid

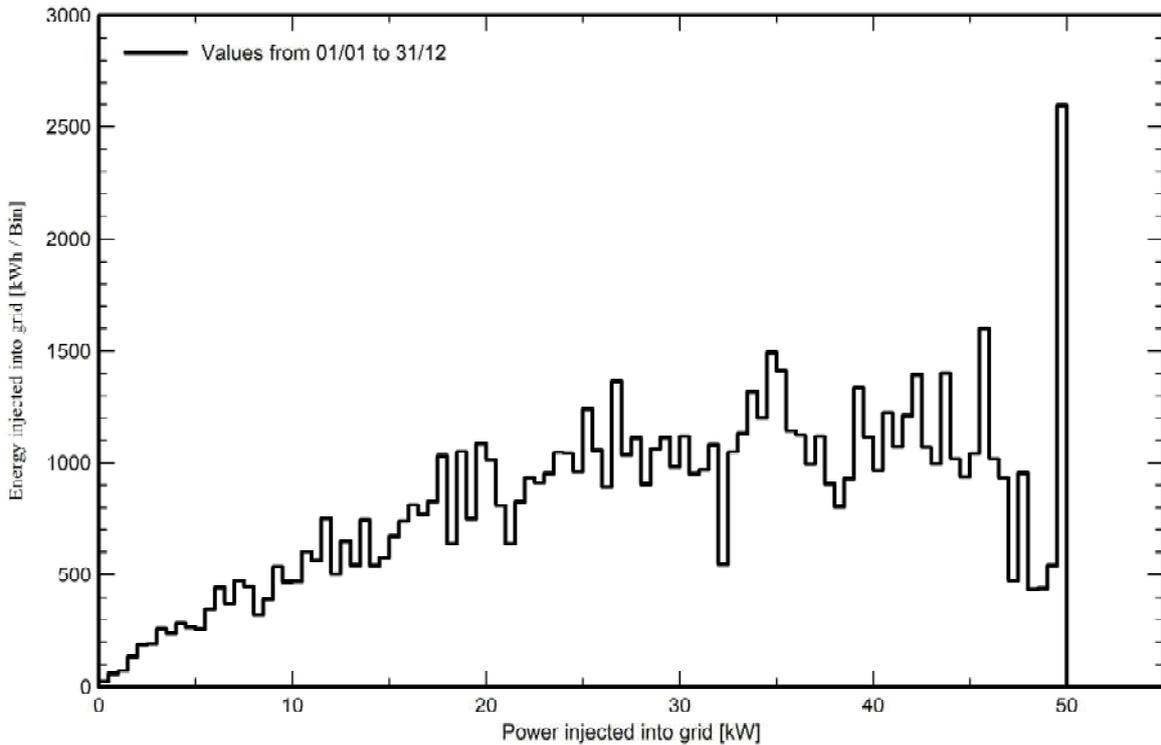


Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Los Sauces

Variant: Estanque 3

Sheds, single array

System power: 41.6 kWp

Los Sauces - Spain

Author

Abaitua Santiago (Spain)



Project: Los Sauces

Variant: Estanque 3

PVsyst V7.1.0

Simulation date:
30/11/20 19:57
with v7.1.0

Estudio de viabilidad técnico económica

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Los Sauces	Latitude 28.80 °N	Albedo 0.20
Spain	Longitude -17.78 °W	
	Altitude 332 m	
	Time zone UTC	
Meteo data		
Los Sauces		
Meteonorm 7.3 (1998-2010), Sat=100% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Sheds, single array		
Simulation for year no 1			
PV Field Orientation	Near Shadings	User's needs	
Fixed plane	Linear shadings	Unlimited load (grid)	
Tilt/Azimuth 15 / -13 °			
System information			
PV Array		Inverters	
Nb. of modules 80 units		Nb. of units 1 Unit	
Pnom total 41.6 kWp		Pnom total 36.0 kWac	
		Pnom ratio 1.156	

Results summary

Produced Energy 64.81 MWh/year	Specific production 1558 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 92.34 %
Apparent energy 64.81 MVAh		

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



General parameters

Grid-Connected System		Sheds, single array			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds		Transposition	
Fixed plane		8 units		Perez	
Tilt/Azimuth		Single array		Diffuse	
15 / -13 °		Sizes		Perez, Meteonorm	
		Sheds spacing		Circumsolar	
		3.50 m		separate	
		Collector width			
		2.23 m			
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		63.7 %			
		Top inactive band			
		0.02 m			
		Bottom inactive band			
		0.02 m			
		Shading limit angle			
		Limit profile angle			
		23.7 °			
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		Linear shadings		Unlimited load (grid)	
Bifacial system					
Model		2D Calculation			
		unlimited sheds			
Sizes					
Sheds spacing		3.50 m			
Sheds width		2.27 m			
Limit profile angle		23.7 °			
GCR		64.9 %			
Height above ground		1.50 m			
Bifacial model definitions					
Ground albedo		0.30			
Bifaciality factor		70 %			
Rear shading factor		0.0 %			
Rear mismatch loss		10.0 %			
Module transparency		0.0 %			
Grid injection point					
Power factor					
Cos(phi) (leading)		1.000			

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JKM520M-7TL4-BDVP	Model	SUN2000_36KTL_400VAC
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	520 Wp	Unit Nom. Power	36.0 kWac
Number of PV modules	80 units	Number of inverters	1 Unit
Nominal (STC)	41.6 kWp	Total power	36.0 kWac
Modules	8 Strings x 10 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>35°C)	40.0 kWac
Pmpp	38.0 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.16
U mpp	375 V		
I mpp	101 A		



Project: Los Sauces

Variant: Estanque 3

PVsyst V7.1.0

Simulation date:
30/11/20 19:57
with v7.1.0

Estudio de viabilidad técnico económica

PV Array Characteristics

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	42 kWp	Total power	36 kWac
Total	80 modules	Nb. of inverters	1 Unit
Module area	202 m ²	Pnom ratio	1.16
Cell area	190 m ²		

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	62 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	1.1 %	Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	1.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss		Module average degradation						
Loss Fraction	0.1 %	Year no	1					
		Loss factor	0.5 %/year					
		Mismatch due to degradation						
		Imp RMS dispersion	0.5 %/year					
		Vmp RMS dispersion	0.5 %/year					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.999	0.986	0.963	0.895	0.704	0.000

System losses

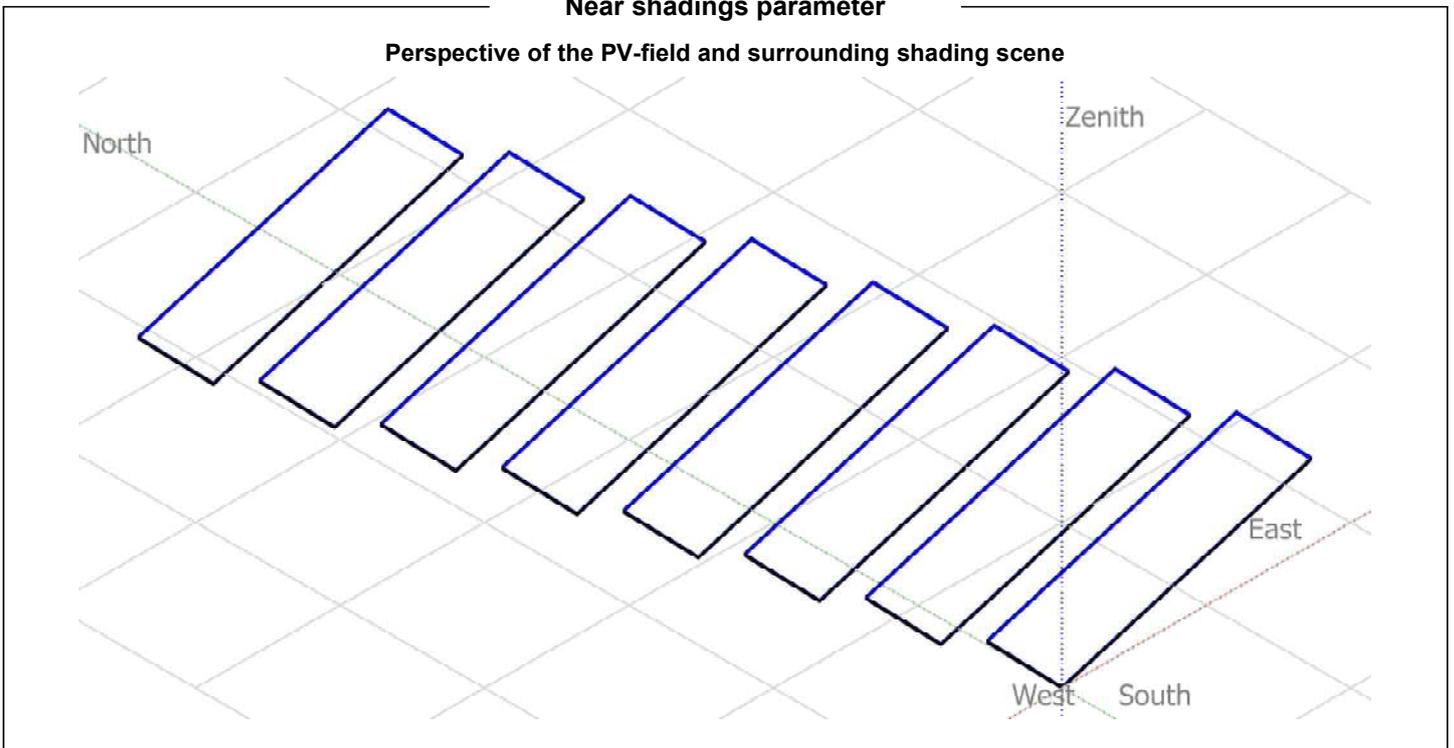
Unavailability of the system		Auxiliaries loss	
Time fraction	0.5 %		
	1.8 days,		
	3 periods		

AC wiring losses

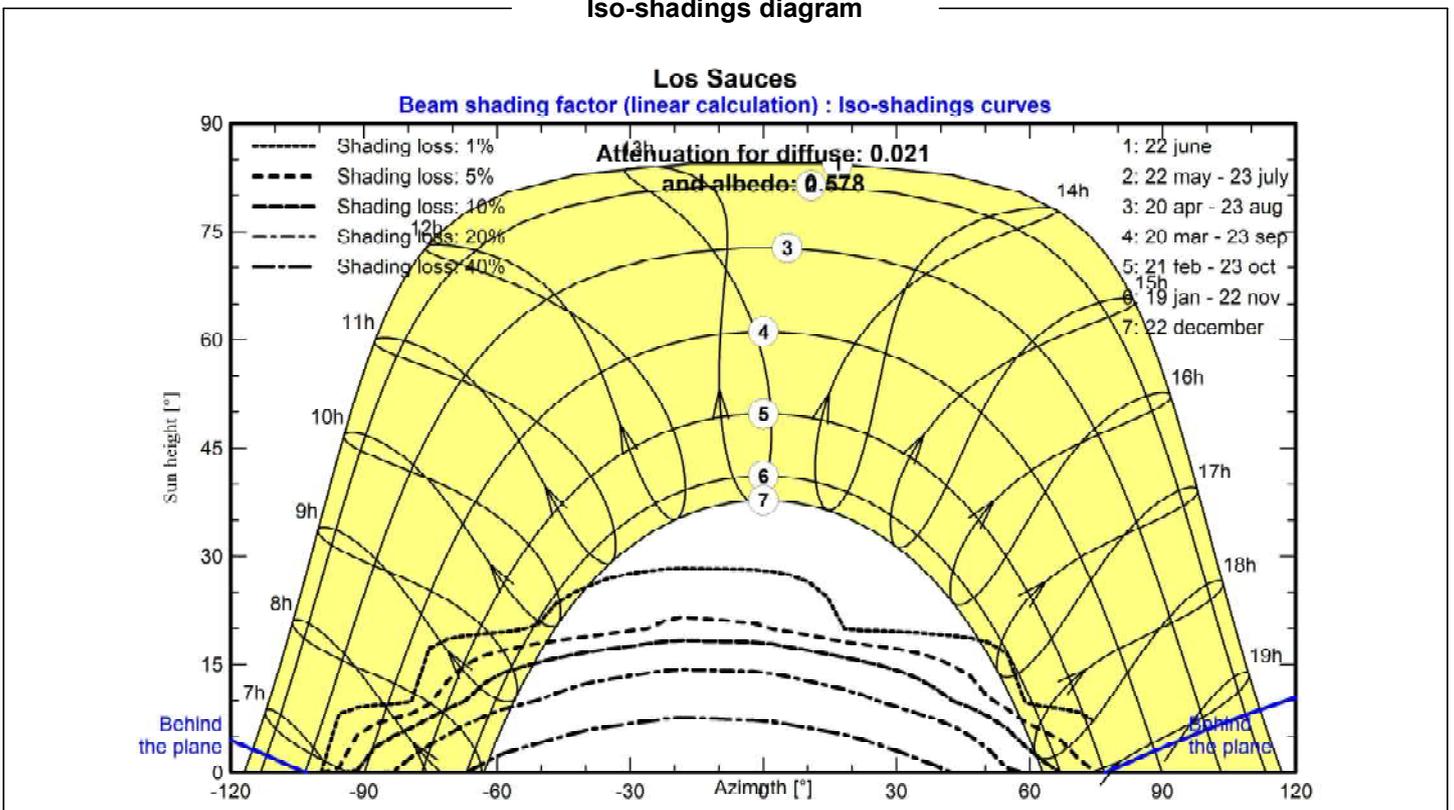
Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	400 Vac tri
Loss Fraction	0.2 % at STC
Inverter: SUN2000_36KTL_400VAC	
Wire section (One inverter)	Alu 1 x 3 x 70 mm ²
Wires length	20 m



Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





Project: Los Sauces

Variant: Estanque 3

PVsyst V7.1.0

Simulation date:
30/11/20 19:57
with v7.1.0

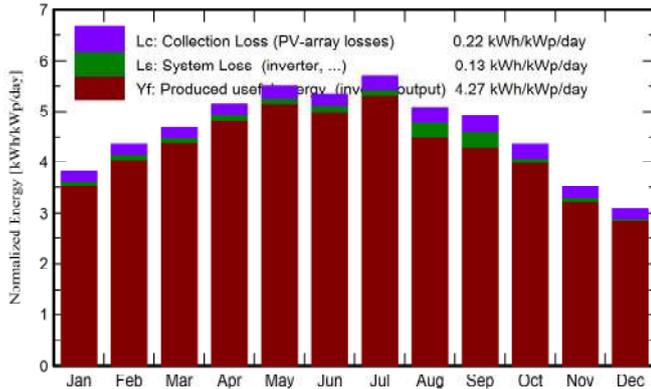
Estudio de viabilidad técnico económica

Main results

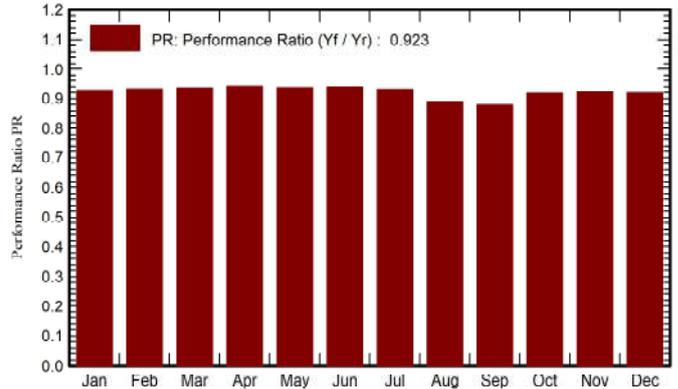
System Production

Produced Energy	64.81 MWh/year	Specific production	1558 kWh/kWp/year
Apparent energy	64.81 MVAh	Performance Ratio PR	92.34 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

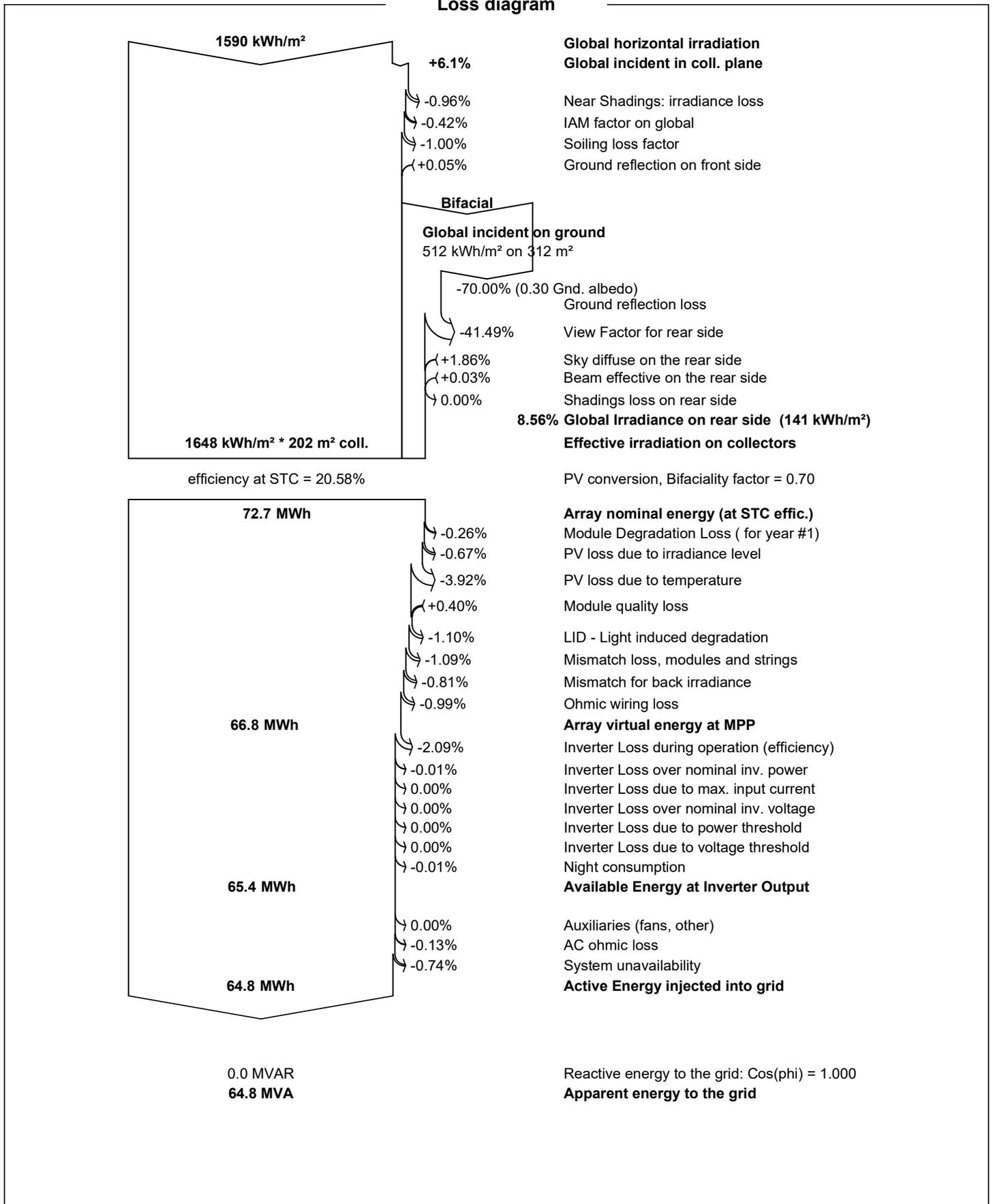
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	97.7	43.19	16.51	118.5	115.6	4.681	4.579	0.929
February	105.1	45.12	16.65	121.7	119.0	4.829	4.722	0.933
March	135.0	67.54	17.31	145.3	142.1	5.789	5.661	0.937
April	149.7	80.89	17.54	154.1	150.4	6.171	6.034	0.942
May	173.5	79.38	18.97	170.4	166.6	6.797	6.644	0.937
June	165.6	77.99	20.33	159.9	156.3	6.392	6.248	0.940
July	181.8	84.92	22.39	176.9	173.1	7.017	6.861	0.932
August	155.3	81.93	22.86	157.2	153.6	6.194	5.827	0.891
September	139.1	68.03	22.48	147.1	143.8	5.757	5.378	0.879
October	120.3	54.38	21.71	134.8	131.9	5.262	5.144	0.917
November	88.9	45.25	19.22	105.3	102.5	4.128	4.037	0.921
December	78.3	37.78	17.78	96.0	93.2	3.755	3.672	0.919
Year	1590.4	766.41	19.50	1687.2	1648.0	66.772	64.806	0.923

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



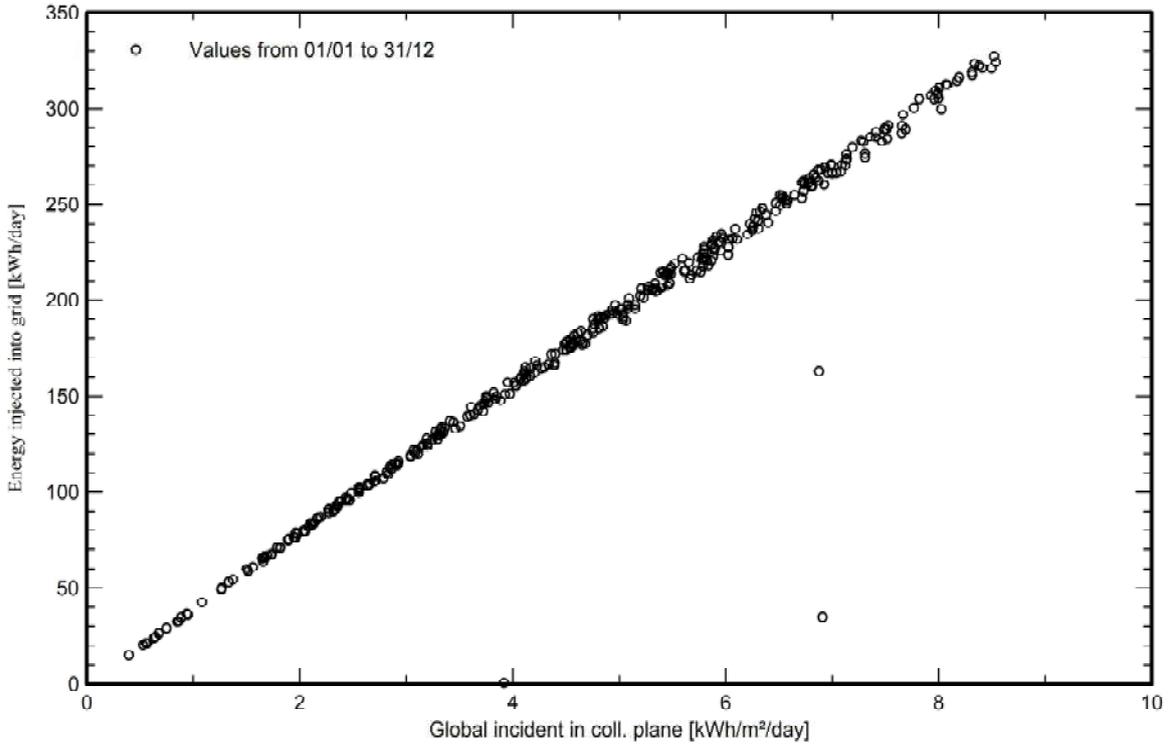
Loss diagram





Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

